

NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD

**CEI
IEC
953-1**

Première édition
First edition
1990-12

**Règles pour les essais thermiques de
réception des turbines à vapeur**

Première partie:

Méthode A — Haute précision, pour turbines à
vapeur à condensation de grande puissance

**Rules for steam turbine thermal acceptance
tests**

Part 1:

Method A — High accuracy for large condensing
steam turbines



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 953-1: 1990

Numéros des publications

Depuis le 1^{er} janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60 000.

Publications consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- «Site web» de la CEI*
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement (Catalogue en ligne)*
- **Bulletin de la CEI**
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60 050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60 027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60 617: *Symboles graphiques pour schémas*.

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60 000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site***
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates (On-line catalogue)*
- **IEC Bulletin**
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60 050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60 027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60 617: *Graphical symbols for diagrams*.

* See web site address on title page.

NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD

CEI
IEC
953-1

Première édition
First edition
1990-12

**Règles pour les essais thermiques de
réception des turbines à vapeur**

Première partie:

**Méthode A — Haute précision, pour turbines à
vapeur à condensation de grande puissance**

**Rules for steam turbine thermal acceptance
tests**

Part 1:

**Method A — High accuracy for large condensing
steam turbines**

© CEI 1990 Droits de reproduction réservés — Copyright — all rights reserved

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'éditeur.

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 the publisher.

Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembe Genève, Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX XC
PRICE CODE

Pour prix voir catalogue en vigueur
For price see current catalogue

SOMMAIRE

	Pages
PRÉAMBULE	8
PRÉFACE	8
INTRODUCTION	10
Articles	
1. Domaine d'application et objet	16
1.1 Domaine d'application	16
1.2 Objet	16
1.3 Points à examiner dans le contrat	16
2. Unités, symboles, termes et définitions	18
2.1 Généralités	18
2.2 Symboles, unités	18
2.3 Indices, exposants et définitions	20
2.4 Définitions des valeurs garanties et des résultats d'essai	26
2.4.1 Rendement thermique	26
2.4.2 Consommation spécifique de chaleur	28
2.4.3 Rendement thermodynamique	28
2.4.4 Consommation spécifique de vapeur	28
2.4.5 Débit de vapeur principale	30
2.4.6 Puissance maximale	30
3. Principes directeurs	30
3.1 Dispositions à prendre dès la conception de l'installation	30
3.2 Accords et dispositions préliminaires aux essais	32
3.3 Organisation des essais	34
3.3.1 Délai pour la réalisation des essais de réception	34
3.3.2 Direction des essais de réception	34
3.3.3 Coût des essais de réception	34
3.4 Préparation des essais	34
3.4.1 Etat de l'installation	34
3.4.2 Etat de la turbine à vapeur	36
3.4.3 Etat du condenseur	36
3.4.4 Isolement du cycle	36
3.4.5 Contrôle d'étanchéité du condenseur et des réchauffeurs d'eau d'alimentation	42
3.4.6 Propreté des filtres de vapeur	42
3.4.7 Contrôle des équipements de mesure	42
3.5 Mesures comparatives	42
3.6 Réglages d'essai	42
3.6.1 Réglages de la puissance	42
3.6.2 Réglages spéciaux	44
3.7 Essais préliminaires	44
3.8 Essais de réception	44
3.8.1 Constance des conditions d'essai	44
3.8.2 Ecart et fluctuations maximaux admissibles des conditions de fonctionnement	46
3.8.3 Durée des essais et fréquence des lectures	46
3.8.4 Lecture des appareils de mesure intégrateurs	48
3.8.5 Autres méthodes	50
3.8.6 Relevé des mesures	50
3.8.7 Mesures supplémentaires	50
3.8.8 Calculs préliminaires	50
3.8.9 Cohérence des essais	50
3.9 Répétition des essais de réception	50
4. Techniques de mesure et appareils de mesure	50
4.1 Généralités	50
4.1.1 Appareils de mesure	50
4.1.2 Incertitude des mesures	60
4.1.3 Etalonnage des appareils de mesure	60
4.1.4 Autres appareils de mesure	60
4.1.5 Le mercure dans l'instrumentation	62
4.2 Mesure de puissance	62
4.2.1 Détermination de la puissance mécanique d'une turbine	62
4.2.2 Mesure de la puissance de la pompe alimentaire de la chaudière	62
4.2.3 Détermination de la puissance électrique d'un groupe turboalternateur	68

CONTENTS

	Page
FOREWORD	9
PREFACE	9
INTRODUCTION	11
Clause	
1. Scope and object	17
1.1 Scope	17
1.2 Object	17
1.3 Matters to be considered in the contract	17
2. Units, symbols, terms and definitions	19
2.1 General	19
2.2 Symbols, units	19
2.3 Subscripts, superscripts and definitions	21
2.4 Definition of guarantee values and test results	27
2.4.1 Thermal efficiency	27
2.4.2 Heat rate	29
2.4.3 Thermodynamic efficiency	29
2.4.4 Steam rate	29
2.4.5 Main steam flow capacity	31
2.4.6 Maximum power output	31
3. Guiding principles	31
3.1 Advance planning for test	31
3.2 Preparatory agreements and arrangements for tests	33
3.3 Planning of the tests	35
3.3.1 Time for acceptance tests	35
3.3.2 Direction of acceptance tests	35
3.3.3 Cost of acceptance tests	35
3.4 Preparation of the tests	35
3.4.1 Condition of the plant	35
3.4.2 Condition of the steam turbine	37
3.4.3 Condition of the condenser	37
3.4.4 Isolation of the cycle	37
3.4.5 Checks for leakage of condenser and feedwater heaters	43
3.4.6 Cleanliness of the steam strainers	43
3.4.7 Checking of the test measuring equipment	43
3.5 Comparison measurements	43
3.6 Settings for tests	43
3.6.1 Load settings	43
3.6.2 Special settings	45
3.7 Preliminary tests	45
3.8 Acceptance tests	45
3.8.1 Constancy of test conditions	45
3.8.2 Maximum deviation and fluctuation in test conditions	47
3.8.3 Duration of test runs and frequency of readings	47
3.8.4 Reading of integrating measuring instruments	49
3.8.5 Alternative methods	51
3.8.6 Recording of tests	51
3.8.7 Additional measurements	51
3.8.8 Preliminary calculations	51
3.8.9 Consistency of tests	51
3.9 Repetition of acceptance tests	51
4. Measuring techniques and measuring instruments	51
4.1 General	51
4.1.1 Measuring instruments	51
4.1.2 Measuring uncertainty	61
4.1.3 Calibration of instruments	61
4.1.4 Alternative instrumentation	61
4.1.5 Mercury in instrumentation	63
4.2 Measurement of power	63
4.2.1 Determination of mechanical turbine output	63
4.2.2 Measurement of boiler feed pump power	63
4.2.3 Determination of electrical power of a turbine generator	69

Articles	Pages
4.2.4 Mesure de la puissance électrique	68
4.2.5 Branchement des appareils de mesure électriques	68
4.2.6 Appareils de mesure électriques	70
4.2.7 Transformateurs de mesure	70
4.2.8 Mesures comparatives et reprise de l'étalonnage des appareils de mesure et transformateurs	70
4.3 Mesure des débits	72
4.3.1 Détermination des débits à mesurer	72
4.3.2 Mesure du débit d'eau principal	72
4.3.3 Montage et emplacement des dispositifs à pression différentielle	74
4.3.4 Mesures de pression différentielle	78
4.3.5 Fluctuations des débits d'eau	82
4.3.6 Mesure des débits secondaires	82
4.3.7 Débits secondaires occasionnels	88
4.3.8 Masse volumique d'eau et de vapeur	90
4.3.9 Détermination du débit d'eau de refroidissement du condenseur	90
4.4 Mesures de pression (sauf la pression d'échappement des turbines à condensation)	92
4.4.1 Pressions à mesurer	92
4.4.2 Instruments	92
4.4.3 Prises de pression et tuyauteries de raccordement	94
4.4.4 Robinets d'isolement	96
4.4.5 Etalonnage des appareils de mesure de pression	96
4.4.6 Pression atmosphérique	96
4.4.7 Correction des lectures	98
4.5 Mesure de la pression d'échappement des turbines à condensation	100
4.5.1 Généralités	100
4.5.2 Plan de mesure	100
4.5.3 Prises de pression	100
4.5.4 Collecteurs de mesure	104
4.5.5 Tuyauteries de raccordement	104
4.5.6 Appareils de mesure	104
4.5.7 Étanchéité du circuit de mesure	104
4.5.8 Etalonnage	106
4.5.9 Correction des lectures	106
4.6 Mesure de températures	106
4.6.1 Points de mesure des températures	106
4.6.2 Appareils de mesure	106
4.6.3 Mesures de températures principales	108
4.6.4 Mesure des températures du poste d'eau, y compris les températures de vapeur soutirée	108
4.6.5 Mesure des températures de l'eau de refroidissement du condenseur	110
4.6.6 Précision des équipements de mesure de température	110
4.6.7 Poches thermométriques pour thermomètres	110
4.6.8 Précautions à observer lors des mesures de température	110
4.7 Mesure du titre de la vapeur	112
4.7.1 Généralités	112
4.7.2 Technique de mesure par traceur	112
4.7.3 Méthode de condensation	114
4.7.4 Méthode d'injection à débit constant	122
4.7.5 Calcul de l'enthalpie de vapeur soutirée humide par la méthode d'injection à débit constant	122
4.7.6 Les traceurs et leur utilisation	126
4.8 Mesure du temps	128
4.9 Mesure de la vitesse de rotation	128
5. Dépouillement des essais	128
5.1 Préparation du dépouillement	128
5.2 Calcul des résultats	130
5.2.1 Calcul des valeurs moyennes des lectures des appareils de mesure	130
5.2.2 Correction et conversion des moyennes de lecture	130
5.2.3 Vérification des données mesurées	130
5.2.4 Propriétés thermodynamiques de l'eau et de la vapeur	132
5.2.5 Calcul des résultats d'essai	132
6. Correction des résultats de l'essai et comparaison avec la garantie	132
6.1 Valeurs et conditions de la garantie	132
6.2 Correction du débit maximal de vapeur à l'admission	132
6.3 Correction de la puissance maximale	134
6.4 Correction du rendement thermique ou thermodynamique	134
6.5 Définition et application des coefficients de correction	136
6.6 Méthode de correction	138
6.6.1 Correction par bilan thermodynamique	138

Clause	Page
4.2.4 Measurement of electrical power	69
4.2.5 Electrical instrument connections	69
4.2.6 Electrical instruments	71
4.2.7 Instrument transformers	71
4.2.8 Comparison measurement and recalibration of instruments and transformers	71
4.3 Flow measurements	73
4.3.1 Determination of flows to be measured	73
4.3.2 Measurement of primary water flow	73
4.3.3 Installation and location of differential pressure devices	75
4.3.4 Differential pressure measurements	79
4.3.5 Water flow fluctuation	83
4.3.6 Secondary flow measurements	83
4.3.7 Occasional secondary flows	89
4.3.8 Density of water and steam	91
4.3.9 Determination of cooling water flow of condenser	91
4.4 Pressure measurements (excluding condensing turbine exhaust pressure)	93
4.4.1 Pressures to be measured	93
4.4.2 Instruments	93
4.4.3 Pressure tapping holes and connecting lines	95
4.4.4 Shut-off valves	97
4.4.5 Calibration of pressure measuring devices	97
4.4.6 Atmospheric pressure	97
4.4.7 Correction of readings	99
4.5 Condensing turbine exhaust pressure measurement	101
4.5.1 General	101
4.5.2 Plane of measurement	101
4.5.3 Pressure taps	101
4.5.4 Manifolds	105
4.5.5 Connecting lines	105
4.5.6 Instruments	105
4.5.7 Tightness of measuring system	105
4.5.8 Calibration	107
4.5.9 Correction of readings	107
4.6 Temperature measurement	107
4.6.1 Points of temperature measurement	107
4.6.2 Instruments	107
4.6.3 Main temperature measurements	109
4.6.4 Feed train temperature measurements (including bled steam)	109
4.6.5 Condenser cooling water temperature measurement	111
4.6.6 Accuracy of temperature measuring equipment	111
4.6.7 Thermometer wells	111
4.6.8 Precautions to be observed in the measurement of temperature	111
4.7 Steam quality measurement	113
4.7.1 General	113
4.7.2 Tracer technique	113
4.7.3 Condensing method	115
4.7.4 Constant rate injection method	123
4.7.5 Extraction enthalpy determined by constant rate injection method	123
4.7.6 Tracer and their use	127
4.8 Time measurement	129
4.9 Speed measurement	129
5. Evaluation of tests	129
5.1 Preparation of evaluation	129
5.2 Computation of results	131
5.2.1 Calculation of average values of instrument readings	131
5.2.2 Correction and conversion of averaged readings	131
5.2.3 Checking of measured data	131
5.2.4 Thermodynamic properties of steam and water	133
5.2.5 Calculation of test results	133
6. Correction of test results and comparison with guarantee	133
6.1 Guarantee values and guarantee conditions	133
6.2 Correction of initial steam flow capacity	133
6.3 Correction of maximum output	135
6.4 Correction of thermal and thermodynamic efficiency	135
6.5 Definition and application of correction values	137
6.6 Correction methods	139
6.6.1 Correction by heat balance calculation	139

Articles	Pages
6.6.2 Correction par l'utilisation des courbes de correction fournies par le constructeur	140
6.6.3 Essais pour la détermination des coefficients de correction	142
6.7 Variables à considérer dans la correction	142
6.7.1 Turbines avec poste de réchauffage de l'eau alimentaire	142
6.8 Comparaison avec la garantie	144
6.8.1 Comparaison avec une courbe de valeurs garanties	146
6.8.2 Comparaison avec un point de fonctionnement garanti	146
6.8.3 Comparaison avec les garanties aux charges partielles	146
ANNEXE A — Contrôles des fuites au condenseur et aux réchauffeurs d'eau alimentaire	150
ANNEXE B — Tuyères avec prise de pression au col	152
ANNEXE C — Utilisation de tranquilliseurs d'écoulement dans les mesures de débit de fluide	160

Clause	Page
6.6.2 Correction by use of correction curves prepared by the manufacturer	141
6.6.3 Tests to determine correction values	143
6.7 Variables to be considered in the correction	143
6.7.1 Turbines with regenerative feed-water heating	143
6.8 Guarantee comparison	145
6.8.1 Guarantee comparison with locus curve	147
6.8.2 Guarantee comparison with guarantee point	147
6.8.3 Guarantee comparison for turbines with throttle regulation	147
APPENDIX A — Feedwater heater leakage and condenser leakage tests	151
APPENDIX B — Throat tap nozzle	153
APPENDIX C — The use of flow straighteners in fluid flow measurements	161

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

RÈGLES POUR LES ESSAIS THERMIQUES DE RÉCEPTION DES TURBINES À VAPEUR

Première partie: Méthode A — Haute précision, pour turbines à vapeur à condensation de grande puissance

PRÉAMBULE

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

PRÉFACE

La présente norme a été établie par le Comité d'Etudes n° 5 de la CEI: Turbines à vapeur.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

Règle des Six Mois	Rapport de vote
5(BC)23	5(BC)27

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

La publication suivante de la CEI est citée dans la présente norme:

Publication n° 34-2(1972): Machines électriques tournantes, Deuxième partie: Méthodes pour la détermination des pertes et du rendement des machines électriques tournantes à partir d'essais (à l'exclusion des machines pour véhicules de traction).

Autre publication citée:

Norme ISO 5167(1980): Mesure de débit des fluides au moyen de diaphragmes, tuyères et tubes de Venturi insérés dans des conduites en charge de section circulaire.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

RULES FOR STEAM TURBINE THERMAL ACCEPTANCE TESTS**Part 1: Method A — High accuracy for large condensing steam turbines**

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

PREFACE

This standard has been prepared by IEC Technical Committee No. 5: Steam turbines.

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

Six Months' Rule	Report on Voting
5(CO)23	5(CO)27

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

The following IEC publication is quoted in this standard:

Publication No. 34-2(1972): Rotating electrical machines. Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles).

Other Publication quoted:

ISO Standard 5167(1980): Measurement of fluid flow by means of orifice plates, nozzles and Venturi tubes inserted in circular cross-section conduits running full.

RÈGLES POUR LES ESSAIS THERMIQUES DE RÉCEPTION DES TURBINES À VAPEUR

Première partie: Méthode A — Haute précision, pour turbines à vapeur à condensation de grande puissance

INTRODUCTION

L'évolution rapide des techniques de mesure, l'augmentation de la puissance des turbines à vapeur et le développement des centrales nucléaires ont rendu nécessaire la révision de la Publication 46 de la CEI (1962) concernant les essais de réception.

Tous les besoins de l'industrie électrique en divers points du globe ne pouvant pas être couverts par une seule publication, la norme complète comporte deux parties qui décrivent deux façons différentes, à divers égards, de réaliser, de dépouiller et d'interpréter les essais de réception de turbines à vapeur et qui peuvent être utilisées indépendamment l'une de l'autre:

- a) La méthode A, qui fait l'objet de la première partie de la norme (CEI 953-1), est destinée aux essais thermiques de réception de la plus grande précision possible et s'applique aux turbines à vapeur à condensation de grande puissance.
- b) La méthode B, qui fait l'objet de la deuxième partie de la norme (CEI 953-2), est destinée aux essais thermiques comportant divers degrés de précision pour tenir compte de la multiplicité des modèles et des tailles de turbines à vapeur.

1) *Principes de base – Estimation de l'incertitude de mesure*

Cette première partie prévoit des essais très précis de turbines à vapeur en vue d'obtenir les valeurs des performances avec le minimum d'incertitude de mesure. Les spécifications portant sur les conditions de fonctionnement pendant l'essai sont strictes et obligatoires.

La méthode A se fonde sur l'usage exclusif d'instruments étalonnés avec précision et sur les meilleures procédures de mesure existantes. L'incertitude qui en découle sur le résultat de l'essai est toujours suffisamment petite pour qu'il ne soit pas nécessaire de la prendre en compte dans la comparaison du résultat d'essai avec la valeur garantie. Cette incertitude ne dépassera pas 0,3 % environ pour une tranche thermique à combustible fossile et 0,4 % environ pour une tranche thermique nucléaire.

Le coût de l'instrumentation et les efforts déployés pour préparer et réaliser les essais sont, en général, économiquement justifiés pour les tranches de grande puissance et/ou les tranches prototypes.

La méthode B prévoit des essais de réception de turbines à vapeur de types et puissances variés avec une incertitude de mesure appropriée. Les instruments et procédures de mesure doivent être choisis en fonction de l'objectif fixé par la norme. Celle-ci prévoit principalement des instruments et procédures normalisés, mais peut éventuellement s'étendre à des clauses de très haute précision, nécessitant l'étalonnage des instruments. L'incertitude de mesure qui en découle sur le résultat de l'essai est donc déterminée par les méthodes de calcul présentées dans la norme. Sauf stipulation contraire du contrat, cette incertitude est normalement prise en compte dans la comparaison du résultat d'essai à la valeur garantie. Le coût total de l'essai de réception peut être maintenu en rapport avec l'intérêt économique présenté par les valeurs garanties à vérifier.

Dans cette méthode, les spécifications portant sur les conditions de fonctionnement pendant l'essai sont un peu plus souples; en outre, des procédures sont recommandées pour le cas où ces spécifications ne pourraient être tenues.

RULES FOR STEAM TURBINE THERMAL ACCEPTANCE TESTS

Part 1: Method A — High accuracy for large condensing steam turbines

INTRODUCTION

The rapid development of measuring techniques, the increasing capacity of steam turbines and the introduction of nuclear power plants necessitated a revision of IEC Publication 46 (1962) regarding acceptance tests.

Since all the needs of the power industry in the different parts of the world could not be satisfied by one single publication, the complete standard is divided into two parts, describing two different approaches for conducting and evaluating thermal acceptance tests of steam turbines and which can be used separately:

- a) Method A, which is Part 1 of the standard (IEC 953-1), deals with thermal acceptance tests with high accuracy for large condensing steam turbines.
- b) Method B, which is Part 2 of the standard (IEC 953-2), deals with thermal acceptance tests with a wide range of accuracy for various types and sizes of steam turbines.

1) *Basic philosophy and figures on uncertainty*

Part 1 provides for very accurate testing of steam turbines to obtain the level of performance with minimum measuring uncertainty. The operating conditions during the test are stringent and compulsory.

Method A is based on the exclusive use of the most accurate calibrated instrumentation and the best measuring procedures currently available. The uncertainty of the test result is always sufficiently small that it normally need not be taken into account in the comparison between test result and guarantee value. This uncertainty will not be larger than about 0.3% for a fossil fired unit and 0.4% for a nuclear unit.

The cost for instrumentation and the efforts for preparing and conducting the tests will generally be justified economically for large and/or prototype units.

Method B provides for acceptance tests of steam turbines of various types and capacities with appropriate measuring uncertainty. Instrumentation and measuring procedures have to be chosen accordingly from a scope specified in the standard which is centred mainly on standardized instrumentation and procedures, but may extend eventually up to very high accuracy provisions requiring calibration. The resulting measuring uncertainty of the test result is then determined by calculating methods presented in the standard 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.

The specifications of the operating conditions during the test are somewhat more flexible in this method; furthermore, procedures are recommended for treating cases where these specifications cannot be met.

Lorsqu'un essai est réalisé avec des instruments et des procédures bien normalisés, l'incertitude de mesure de résultat est habituellement de 0,9% à 1,2% pour une tranche thermique classique à condensation de grande puissance, de 1,1% à 1,4% pour une tranche thermique nucléaire, et de 1,5% à 2,5% pour les turbines à contre-pression, les turbines à prélèvement et les petites turbines à condensation. Il est possible de réduire ces valeurs en améliorant encore l'instrumentation, essentiellement par des mesures supplémentaires du débit masse où par l'étalonnage du dispositif de mesure de ce débit masse.

2) *Principales différences entre les méthodes A et B*

Sur la préparation et la réalisation des essais, ainsi que sur les techniques de mesure, la méthode A comporte beaucoup plus d'instructions détaillées à respecter par les parties intéressées que la méthode B. Dans cette dernière, le détail des moyens propres à atteindre les objectifs est sans doute plus à la discrétion et au bon vouloir des participants à l'essai et dépend d'une expérience et d'une compétence suffisante de leur part.

3) *Principes directeurs*

Les exigences concernant la préparation et les conditions de l'essai, en particulier les points tels que durée de l'essai, écart et constance des conditions de l'essai, écart admissible entre doubles mesures, sont plus strictes dans la méthode A.

Il convient de réaliser l'essai de préférence dans les huit semaines suivant la mise en exploitation. On recherche, en fixant cette période, à minimiser la détérioration des performances et les risques de dégradation de la turbine.

Les essais préliminaires, dont la mesure de chute d'enthalpie, devront être effectués durant cette période pour contrôler les performances des corps de turbine haute et moyenne pression. Toutefois, ces essais ne permettent pas de déduire les performances du corps basse pression; c'est pourquoi il est impératif d'effectuer dès que possible les essais de réception.

En tout état de cause, si la mesure de la chute d'enthalpie lors de l'application de la méthode A met en évidence une détérioration possible du corps haute pression (HP) ou basse pression (BP), ou si les conditions de la tranche reportent les essais de plus de quatre mois après le premier démarrage, alors les essais de réception devront être différés.

Lors de l'application de la méthode A, une correction des résultats d'essai selon les rendements de chute enthalpique au démarrage, ou selon les effets du vieillissement, n'est pas admise.

Si l'essai devait être différé, la méthode A propose de le réaliser après la première grande visite d'inspection; plusieurs méthodes sont proposées pour déterminer approximativement l'état de la turbine avant l'essai.

4) *Instruments et méthodes de mesure*

a) *Mesure de la puissance électrique*

En plus des conditions requises pour la mesure de la puissance électrique, qui sont semblables dans les deux méthodes, la méthode A exige un contrôle des instruments par une mesure comparative après chaque essai; l'écart admissible entre des mesures doubles est limité à 0,15%.

b) *Mesure des débits*

La méthode A impose l'utilisation de dispositifs étalonnés à pression différentielle pour la mesure des débits principaux. Elle recommande la tuyère avec prise de pression au col, dispositif qui ne fait pas l'objet de normes internationales, et donne des détails de sa configuration et de son utilisation.

L'étalonnage de ces dispositifs doit se faire avec les tuyauteries amont et aval et le tranquilliseur. Des méthodes permettant l'extrapolation nécessaire du coefficient de décharge à partir des valeurs étalonnées sont indiquées.

Dans la méthode B, des dispositifs normalisés à pression différentielle sont normalement utilisés pour la mesure des débits. L'étalonnage est recommandé lorsqu'on souhaite réduire l'incertitude

When good-standardized instrumentation and procedures are applied in a test, the measuring uncertainty of the result will usually amount to 0.9% to 1.2% for a large fossil fuel fired condensing unit, to 1.1% to 1.4% for a nuclear unit and to 1.5% to 2.5% for back pressure, extraction and small condensing turbines. It is possible to reduce these values by additional improvement in instrumentation, primarily by additional measurements of primary mass flows and/or calibration of measuring devices for primary mass flow.

2) *Main difference between Methods A and B*

In Method A, much more detailed information concerning the preparation and conduct of the tests and the measuring techniques are contained for guidance of the parties to the test than in Method B. In Method B, the detailed treatment of these objectives is left somewhat more to the discretion and decisions of the participants and necessitates sufficient experience and expertise on their part.

3) *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 and acceptable differences between double measurements are more stringent in Method A.

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

Preliminary tests including 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.

Whatever the case, when using Method A, if an enthalpy drop test indicates a possible deterioration of the HP or IP section, or if the plant conditions require that the tests be postponed more than four months after the initial start, then the acceptance tests should be delayed.

An adjustment of the heat rate test results to start-up enthalpy drop efficiencies or for the effects of aging is not permitted when using Method A.

If the test has to be postponed, Method A proposes that the test be carried out after the first major internal inspection; several methods are proposed for establishing the approximate condition of the turbine prior to the tests.

4) *Instruments and methods of measurement*

a) *Measurement of electrical power*

In addition to the conditions required for the measurement of electric power, which are similar in both methods, Method A requires a check of the instruments by a comparison measurement after each test run; the permissible difference between double measurements is limited to 0.15%.

b) *Flow measurement*

For the measurement of main flows the use of calibrated pressure difference devices is required in Method A. The application of a device not covered by international standardization, the throat-tap nozzle, is recommended therein and details of design and application are given.

The calibration of these devices shall be conducted with the upstream and downstream piping and flow-straightener. Methods for the necessary extrapolation of the discharge coefficient from the calibration values are given.

In Method B standardized pressure-difference devices are normally applied for flow measurement. Calibration is recommended where a reduction of overall measuring uncertainty

de mesurage. Des mesures doubles ou multiples du débit principal sont également recommandées pour réduire cette incertitude et une méthode de vérification de compatibilité est décrite.

c) Mesure des pressions

Les méthodes imposées ou recommandées pour la mesure des pressions sont pratiquement identiques. Seules les méthodes de mesure de la pression d'échappement des turbines à condensation diffèrent quelque peu.

d) Mesure des températures

Les prescriptions sont pratiquement les mêmes dans les deux méthodes. Mais dans le détail, les exigences de la méthode A sont plus strictes:

- étalonnage avant et après l'essai,
- double mesure de la température principale avec un écart maximal de 0,5 K,
- thermocouples à ligne continue,
- exigences sur la précision d'ensemble.

e) Mesures du titre de la vapeur

Les méthodes A et B sont identiques.

5) Dépouillement et interprétation des résultats

Le travail préparatoire au dépouillement et au calcul des résultats d'essai est traité de façon très semblable dans les méthodes A et B. Toutefois, les exigences quantitatives sont plus strictes dans la méthode A.

La méthode B comporte des propositions pour traiter les cas où certaines conditions n'ont pas été remplies, afin d'éviter le rejet de l'essai.

Elle contient en outre des méthodes détaillées pour le calcul de l'incertitude sur les variables mesurées et sur les résultats d'essai.

La méthode B recommande d'autres moyens pour l'exécution et l'interprétation des essais après la période spécifiée et sans inspection préalable.

6) Correction des résultats d'essai et comparaison avec la garantie

La correction des résultats d'essai pour les ramener aux conditions de garantie est traitée dans les deux méthodes A et B.

La méthode A permet la comparaison des résultats d'essai avec la garantie sans tenir compte de l'incertitude du mesurage.

La méthode B présente un choix plus large de procédés de correction. De plus, l'incertitude de mesurage est prise en compte dans la comparaison avec la garantie.

7) Propositions d'application

La méthode d'essai de réception appliquée devant être prise en compte dans les détails de conception de l'installation, on précisera dès que possible, de préférence dans le contrat de la turbine, la méthode à utiliser.

La méthode B peut s'appliquer à des turbines à vapeur de tous types et toutes puissances. L'incertitude de mesure souhaitée doit être décidée suffisamment tôt pour en tenir compte dans la conception de l'installation.

Si la garantie inclut la totalité ou une large part de la centrale, les parties de ces règles s'y rapportant peuvent être appliquées à un essai de réception conformément à la garantie.

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.

c) Pressure measurement

The requirements and recommendations for pressure measurements are essentially similar. Only the methods for the measurement of exhaust-pressure of condensing turbines differ to some extent.

d) Temperature measurement

The requirements are essentially similar in both methods. However detail requirements are more stringent in Method A:

- calibration before and after the test,
- double measurement of the main temperature with 0.5 K maximum difference,
- thermocouples with continuous leads,
- required overall accuracy.

e) Steam quality measurements

Methods A and B are identical.

5) *Evaluation of tests*

The preparatory work for the evaluation and calculation of the test results is covered in a very similar manner in Methods A and B. However, quantitative requirements are more stringent in Method A.

Method B contains some proposals for handling cases where some requirements have not been met to avoid rejection of the test.

In addition, Method B contains detailed methods for calculation of measuring uncertainty values of measured variables and test results.

Method B recommends other methods for conducting and evaluating of the tests after the specified period and without a previous inspection.

6) *Correction of test results and comparison with guarantees*

The correction of test results to guarantee conditions is covered in both Methods A and B.

Method A provides for the comparison of test results to guarantee without consideration of measuring uncertainty.

Method B gives a broader spectrum of correction procedures. Furthermore, the measuring uncertainty of the result is taken into account in the guarantee comparison.

7) *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.

Method B 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 either method can be applied for an acceptance test in accordance with the definition of the guarantee value.

1. Domaine d'application et objet

1.1 *Domaine d'application*

Les règles de la présente norme sont applicables principalement aux essais thermiques de grande précision pour la réception des turbines à condensation entraînant des alternateurs. Certaines dispositions de ces règles s'appliquent à des turbines ayant d'autres utilisations que l'entraînement des alternateurs.

Ces règles concernent les essais des turbines alimentées soit par de la vapeur surchauffée, soit par de la vapeur saturée. Elles comprennent les mesures et procédures requises pour la détermination de l'enthalpie de la vapeur humide. Elles décrivent les précautions nécessaires pour permettre la réalisation des essais en respectant les règles de radioprotection en vigueur dans les centrales nucléaires.

Ces règles comprennent des informations applicables également aux essais de turbines à contre-pression, de turbines à prélèvements et de turbines à plusieurs alimentations à pressions différentes. Seule la partie appropriée de ces règles doit être appliquée à chaque cas particulier.

La présente norme définit les règles de base pour la préparation, l'exécution, le dépouillement et l'interprétation des essais. Les détails relatifs aux conditions dans lesquelles doivent être effectués les essais de réception sont également définis.

Si un cas spécial ou complexe non traité dans ces règles se présente, il doit donner lieu à un accord entre le constructeur et l'acheteur avant la signature du contrat.

1.2 *Objet*

Le but des essais thermiques de réception des turbines à vapeur et des installations comportant des turbines décrits dans cette norme est de vérifier toutes les garanties données par le constructeur de l'installation en ce qui concerne:

- a) le rendement thermique de l'installation ou sa consommation spécifique de chaleur;
- b) le rendement thermodynamique de la turbine ou sa consommation spécifique de vapeur ou sa puissance aux conditions de débits de vapeur spécifiées;
- c) le débit maximal de vapeur et/ou la puissance maximale.

Les garanties et leurs clauses doivent être formulées complètement et sans ambiguïté (voir 2.4). Les essais de réception peuvent également comporter toutes les mesures nécessaires pour effectuer les corrections suivant les conditions de la garantie et le contrôle du résultat.

1.3 *Points à examiner dans le contrat*

Certains points de ces règles sont à prendre en considération dès la phase initiale du contrat. Ces points sont traités dans les paragraphes suivants:

Paragraphes

- 1.1 (4^e alinéa)
- 1.2 (2^e alinéa)
- 3.1 (3^e et 4^e alinéas)
- 3.3.3 (1^{er} alinéa)
- 6.6
- 6.8

1. Scope and object

1.1 *Scope*

The rules given in this standard are applicable primarily to thermal acceptance tests with high accuracy for condensing steam turbines driving generators for electric power services. Some of the provisions of these rules are relevant to turbines for applications other than driving electric power generators.

These rules provide for the testing of turbines 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.

These rules contain information also applicable to the testing of back-pressure turbines, extraction turbines and mixed-pressure turbines. Only the relevant portion of the rules need apply to any individual case.

Uniform rules for the preparation, carrying out and evaluation of the acceptance tests are defined in this standard. Details of the conditions under which the acceptance tests shall take place are included.

Should any complex or special case arise not covered by these rules, appropriate agreement shall 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 plants described in this standard is to verify any guarantees given by the manufacturer of the plant concerning:

- a) turbine plant thermal efficiency or heat rate;
- b) turbine thermodynamic efficiency or steam rate or power output at specified steam flow conditions;
- c) main steam flow capacity and/or maximum power output.

The guarantees with their provisions shall be formulated completely and without contradictions (see 2.4). 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 have to be considered at an early stage. Such matters are dealt with in the following sub-clauses:

Sub-clause

- 1.1 (paragraph 4)
- 1.2 (paragraph 2)
- 3.1 (paragraphs 3 and 4)
- 3.3.3 (paragraph 1)
- 6.6
- 6.8

2. Unités, symboles, termes et définitions

2.1 Généralités

Le Système International d'Unités (SI) est utilisé dans ces règles, ce qui permet d'éviter tout facteur de conversion.

Les unités cohérentes à employer pour toutes les grandeurs utiles sont données dans le tableau en 2.2. Quelques coefficients de conversion sont indiqués aussi bien pour la consommation spécifique exprimée à l'aide d'unités autres que pour le W/W.

2.2 Symboles, unités

Pour les besoins des présentes règles, les symboles, définitions et unités suivants doivent être utilisés:

Quantity	Symbol	Unit	Examples of multiples and sub-multiples	Other ISO units
Power	P	W	kW	
Mass rate of flow	$\dot{m}$	kg/s		
Pressure, absolute	p_{abs}	Pa	kPa	bar ¹⁾
Pressure, gauge	p_e	Pa	kPa	bar ¹⁾
Ambient pressure (barometric)	p_{amb}	Pa	kPa	bar ¹⁾ mbar
Pressure difference	Δp	Pa	kPa	
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 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	l		
Concentration	C	According to nature of tracer		
Correction factor according to 6.6a)	F	l		
Correction factor according to 6.6b)	F^*	l		
Isentropic exponent	κ	—		
Discharge coefficient	C_d	—		
Flow coefficient	α	—		

¹⁾ Admis temporairement par le CIPM et l'ISO pour les fluides uniquement.

2. Units, symbols, terms and definitions

2.1 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 2.2. Some conversion factors are given as well for specific heat rates based on units other than W/W.

2.2 Symbols, units

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

Grandeurs	Symboles	Unités	Exemples de multiples et sous-multiples	Autres unités ISO
Puissance	P	W	kW	
Débit masse	$\dot{m}$	kg/s		
Pression absolue	p_{abs}	Pa	kPa	bar ¹⁾
Pression manométrique	p_e	Pa	kPa	bar ¹⁾
Pression ambiante (barométrique)	p_{amb}	Pa	kPa	bar ¹⁾ mbar
Différence de pression	Δp	Pa	kPa	
Température thermodynamique	T, Θ	K		
Température Celsius	t, ϑ			°C
Ecart de température	Δt	K		
Distance verticale	H	m	mm	
Enthalpie massique	h	J/kg	kJ/kg	
Chute d'enthalpie massique	Δh	J/kg	kJ/kg	
Chaleur massique	c	J/kg · K	kJ/kg · K	
Titre (masse de vapeur saturée sèche par unité de masse de vapeur humide)	x	kg/kg	g/g	
Vitesse de rotation	n	s ⁻¹		min ⁻¹
Vitesse linéaire	v	m/s		
Masse volumique	ρ	kg/m ³		
Volume massique	v	m ³ /kg		
Diamètre	D	m	mm	
Accélération de la pesanteur	g	m/s ²		
Rendement thermique	η_h	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 ou kg/J	kg/kW · s kg/kJ	kg/kW · h
Débit de chaleur	$\dot{Q}$	J/s	kJ/s	
Facteur de cavitation	K	1		
Concentration	C	Selon nature du traceur		
Facteur de correction selon 6.6a)	F	1		
Facteur de correction selon 6.6b)	F^*	1		
Exposant isentropique	κ	—		
Coefficient de décharge	C_d	—		
Coefficient de débit	α	—		

¹⁾ Admitted by CIPM and ISO for temporary use with fluids only.

Relation entre la consommation spécifique HR et le 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	$HR = \frac{3412,14}{\eta_t}$

2.3 Indices, exposants et définitions

Grandeurs	Indices	Position ou définition
Puissance	b	Aux bornes de l'alternateur
	a	Absorbé par les auxiliaires non entraînés par la turbine (voir 4.2.3); (voir également la CEI 34)
	g	Puissance nette électrique: $P_g = P_b - P_a$
	c	Puissance à l'accouplement de la turbine, diminuée de la puissance absorbée par les auxiliaires de la turbine entraînés séparément (voir 4.2.3)
	i	Interne à la turbine
Débit de vapeur à l'admission et puissance	mech	Pertes mécaniques des pompes
	max	Valeurs obtenues avec soupapes de réglage à pleine ouverture
	1	Immédiatement à l'amont de la ou des vannes d'arrêt de la turbine haute pression (HP) et du ou des filtres de vapeur éventuels prévus dans le contrat relatif à la turbine
Etat et débit de la vapeur	2	A l'échappement de la turbine HP vers le surchauffeur
	3	Immédiatement à l'amont des vannes d'arrêt de la turbine moyenne pression (MP)
	4	A l'échappement de la ou des turbines vers le condenseur
	5	A la sortie du condenseur
	6	A l'aspiration de la pompe d'extraction
	7	Au refoulement de la pompe d'extraction
	8	Voir figure 1a
	9	A l'aspiration de la pompe alimentaire
	10	Au refoulement de la pompe alimentaire
	11	A la sortie du réchauffeur final
	b	Après passage à travers la pompe d'extraction et tout réfrigérant (huile, alternateur, gaz/air) prévu au contrat
	d	A la sortie du refroidisseur de purge
	a	A la sortie du condenseur de l'éjecteur d'air
	is	Se rapporte à l'eau provenant du circuit d'eau d'alimentation, allant vers le surchauffeur pour régler la température de la vapeur à l'admission
	ir	Se rapporte à l'eau provenant du circuit d'eau d'alimentation, allant vers le resurchauffeur pour régler la température de la vapeur resurchauffée

Relation between Heat Rate and Thermal Efficiency:

<i>Units used for HR</i>	<i>Relationship</i>
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	$HR = \frac{3412.14}{\eta_t}$

2.3 Subscripts, superscripts and definitions

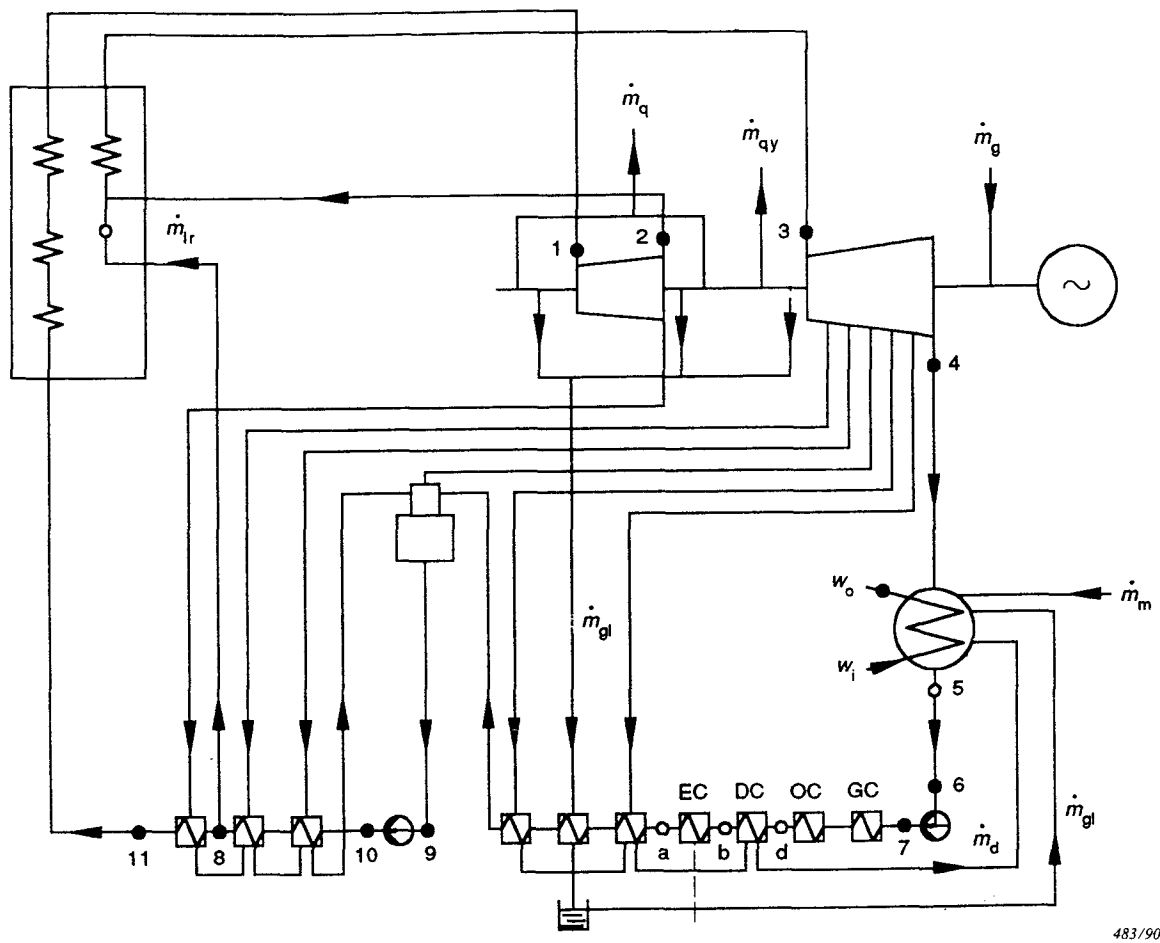
Quantity	Subscript	Position or definition
Power	b	At generator terminals
	a	Taken by auxiliaries not driven by the turbine (see 4.2.3); (see also IEC 34)
	g	Net power output: $P_g = P_b - P_a$
	c	At turbine coupling, less power required by turbine auxiliaries, if driven separately (see 4.2.3)
	i	Internal to the turbine
Initial steam flow rate and output	mech	Mechanical losses of pump and pump drive
	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
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

Grandeurs	Indices	Position ou définition
Etat et débit de l'eau d'appoint	m	Mesures effectuées à proximité de la bride d'entrée du circuit d'eau condensée ou de l'évaporateur
Etat et débit de la vapeur aux joints à labyrinthes	g	Vapeur alimentant les joints à labyrinthes fournie par une source séparée
	gl	Fuites de vapeur des joints à labyrinthes et des tiges de vannes, réintroduites dans le cycle, et comprises dans le débit de vapeur à l'admission
	q	Débit des fuites de vapeur des joints à labyrinthes et des tiges de vannes, se produisant pour des raisons imprévisibles, provenant de points situés à l'amont du resurchauffeur, non réintroduites dans le cycle et dont la chaleur n'est pas cédée au cycle
	qy	Débit similaire à q, mais concernant des fuites provenant de points situés à l'aval du resurchauffeur
	M	Débit de vapeur principal à la sortie du réacteur
Débit de vapeur principal et concentration	M	Débit de vapeur principal à la sortie du réacteur
Concentration et débit de masse	F	Se rapporte à l'eau d'alimentation du réacteur
	cœur	Se rapporte au fluide intermédiaire traversant le cœur du réacteur
	cond	Se rapporte à la vapeur condensée
Concentration et débit de masse	inj	Se rapporte au traceur injecté
	E	A l'entrée du cœur du PWR
	R	Débit de l'eau de recirculation provenant 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	Se rapporte à la chute d'enthalpie isentropique
Vitesse	col	A l'étranglement de l'orifice de mesure
Pression statique	sat	Pression de saturation de l'eau pour une température fixée
Concentration	eau	Dans la phase eau
	L	Dans la boucle de la pompe du BWR
	B	Dans l'eau d'extraction du PWR
	inj	Du traceur injecté
	O	Au point d'injection, avant injection du traceur
Résultats des essais et valeurs garanties	g	Garanti
	c	Corrigé
	m	Mesuré
Facteur de correction F ou F*	tot	Produit de tous les facteurs de correction individuels
	1, 2, 3	Numérotation des facteurs de correction individuels
	η	Pour correction du rendement
	P	Pour correction de la puissance
Usage général	i, j	Indices

Grandeurs	Exposants	Définition
Rendement	/	Valeur de référence du rendement calculé par ordinateur
Toute grandeur	—	Valeur moyenne

Quantity	Subscript	Position or definition
Make up water conditions and flow rate	m	Measurements adjacent to the inlet flange of the condensate system or of the evaporator
Gland steam conditions and flow rates	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 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	M	Main steam flow at outlet of reactor
Mass flow rate and concentration	F	Refers to feed-water for reactor
	core	Refers to medium fluid passing through reactor core
	cond	Refers to condensed steam
Mass flow rate and concentration	inj	Refers to injected tracer solution
	E	At entry into core of PWR
	R	Recirculated water flow from water separator
Condenser cooling water	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
Correction factor F or F*	tot	Product of all individual correction factors
	1, 2, 3	Numbering of individual correction factors
	η	For correction of efficiency
	P	For correction of output
General use	i, j	Numbering subscripts

Quantity	Superscript	Definition
Efficiency	/	Reference value of computer-calculated efficiency
General	—	Average value

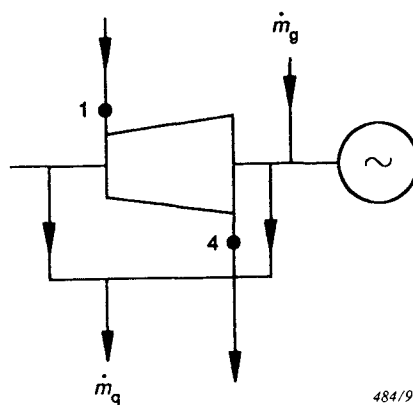


483/90

RG: réfrigérant de gaz de l'alternateur
RH: réfrigérant d'huile
RP: refroidisseur de purges
CE: condenseur de l'éjecteur d'air

Les numéros des points restent les mêmes pour des positions identiques, quel que soit le type de turbine: par exemple, le point 9 est à l'admission de la pompe alimentaire, le point 8 peut être n'importe où entre les points 6 et 11.

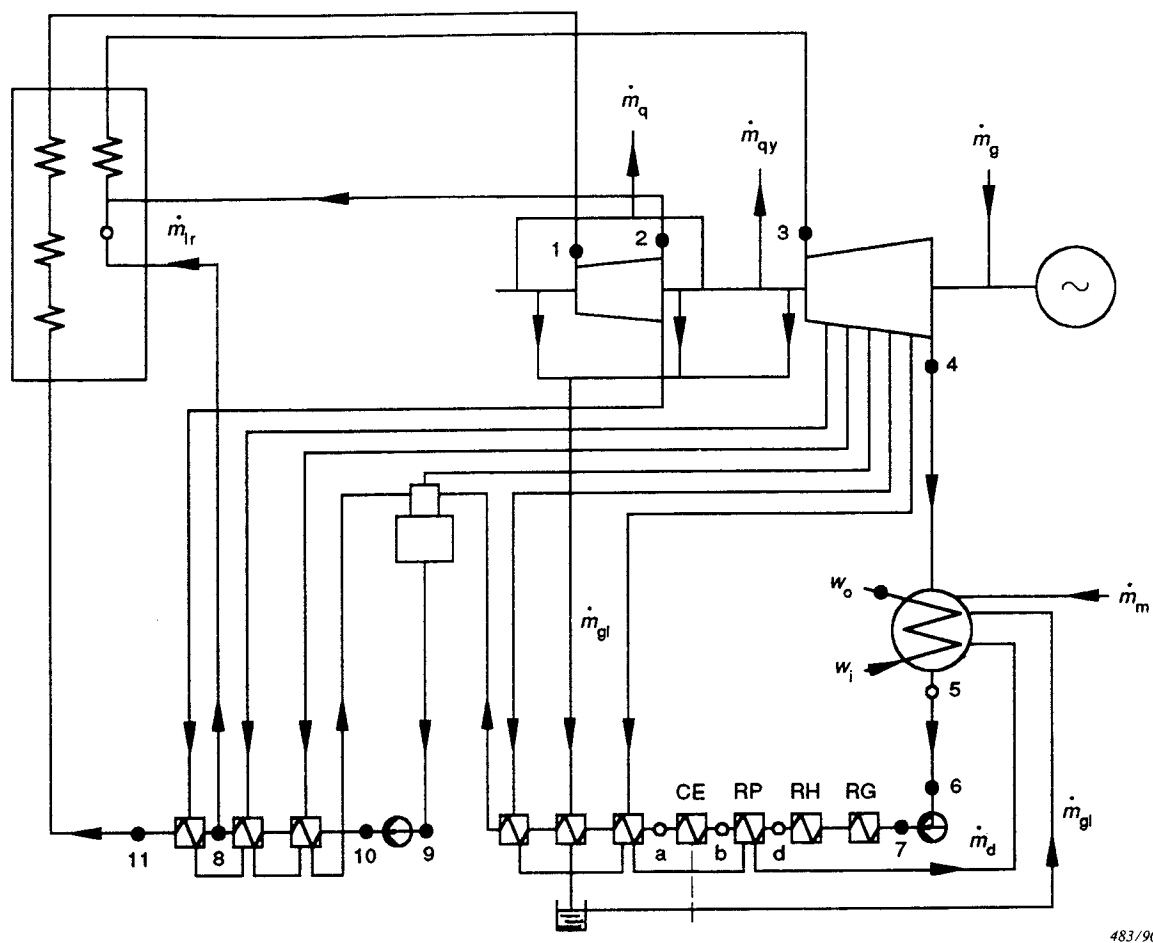
FIG. 1a. — Turbine à resurchauffe et condensation avec réchauffage de l'eau alimentaire.



484/90

FIG. 1b. — Turbine à condensation ou à contrepression sans resurchauffe ni réchauffage d'eau alimentaire.

FIG. 1. — Schéma pour l'interprétation des symboles et indices.



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 Points 6 and 11.

FIG. 1a. — Reheating regenerative condensing turbine with feed-water heating.

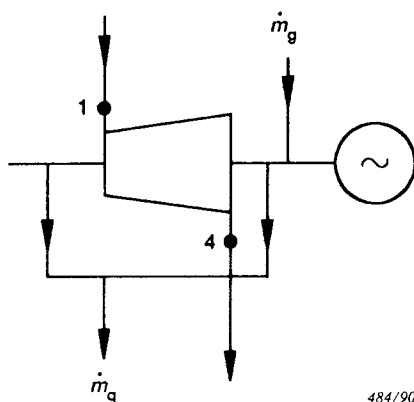


FIG. 1b. — Straight condensing or back-pressure turbines without feed-heating.
 FIG. 1. — Diagram for interpretation of symbols and subscripts.

2.4 Définition des valeurs garanties et des résultats d'essai

Certains paramètres sont techniquement nécessaires et généralement utilisés pour la description quantitative des performances thermodynamiques des turbines à vapeur, ou des installations comportant des turbines à vapeur. Les valeurs garanties étant exprimées en fonction de ces paramètres, les résultats des essais doivent être exprimés de la même manière.

La définition générale de ces paramètres est presque toujours évidente, mais les détails peuvent cependant différer d'un cas à l'autre et doivent être examinés en totalité (voir aussi 1.2).

2.4.1 Rendement thermique

Pour une turbine de centrale électrique avec réchauffage de l'eau alimentaire, le rendement thermique est le critère le plus significatif. Il se définit comme étant le rapport entre la puissance fournie par la turbine et la chaleur fournie au cycle à partir de sources externes.

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

où:

$\dot{m}_j$ sont les débits masse des fluides auxquels la chaleur est ajoutée

Δh_j sont les élévations d'enthalpie massique qui en résultent

Dans chaque cas, il faut définir un cycle thermique de garantie, en accord avec les valeurs terminales garanties, auquel on se réfère pour définir la garantie et interpréter les essais. Il doit être aussi simple et aussi proche que possible de la configuration du cycle qui sera réalisé pour effectuer les essais (voir également 3.4.4).

Pour une turbine à simple resurchauffe et réchauffage de l'eau d'alimentation conforme à la figure 1a, une définition pratique du rendement thermique est:

$$\eta_t = \frac{P_b \text{ (ou } P_g \text{ ou } P_c)^*}{\dot{m}_1 (h_1 - h_{11}) + \dot{m}_3 (h_3 - h_2)} \quad (2)$$

Tout flux et/ou masse de chaleur ajouté ou retranché au cycle, par l'eau d'appoint $\dot{m}_m$, l'eau de désurchauffe $\dot{m}_{ir}$ ou $\dot{m}_{is}$ ou la vapeur prélevée pour alimenter le préchauffeur d'air par exemple, doit être pris en compte dans le dépouillement par une correction appropriée du résultat de l'essai (voir article 6). Les pertes ne sont pas incluses dans cette définition, mais traitées comme indiqué en 5.2.3.4.

Pour limiter l'importance des corrections, il peut être judicieux d'inclure dans la garantie, par des termes supplémentaires, des débits importants en masse ou en chaleur contenue qui existent dans le cycle pour des raisons techniques (par exemple débit de désurchauffe, purge du réacteur, etc.).

Cela, cependant, modifie également le caractère thermodynamique de la définition, et les valeurs du rendement thermique qui en résultent ne peuvent être directement comparées à celles données par la formule (2). De plus, la procédure de correction ne pourra pas être totalement évitée de cette façon, car les valeurs de ces débits supplémentaires pendant les essais ne coïncideront probablement pas avec celles prévues dans la définition de la garantie modifiée.

Il est impossible, en pratique, de décrire dans ces règles toutes les variantes des cycles de turbine. S'il existe d'importantes différences entre la configuration du cycle d'essai et celle du cycle thermique de garantie, il est recommandé d'utiliser une procédure de correction suivant 6.6.1.

* Suivant les spécifications du contrat.

2.4 Definition of guarantee values and test results

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

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).

2.4.1 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 the resulting enthalpy rises

For each specific case a guarantee heat cycle together with the guarantee terminal parameters 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 3.4.4).

A practical definition for a turbine plant with single reheat and feed heating according to figure 1a is then:

$$\eta_t = \frac{P_b \text{ (or } P_g \text{ or } P_c)^*}{\dot{m}_1 (h_1 - h_{11}) + \dot{m}_3 (h_3 - h_2)} \quad (2)$$

Any additional heat and/or mass flow added to or subtracted from the cycle for example 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 6). Losses are not included in this definition, but treated according to 5.2.3.4.

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 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 procedure according to 6.6.1.

* According to contract specification.

2.4.2 Consommation spécifique de chaleur

Traditionnellement, la consommation spécifique de chaleur a été utilisée, et l'est toujours, dans le même but que le rendement thermique, qui est appliqué dans ces règles.

Dans un système cohérent d'unités (SI):

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

La consommation spécifique de chaleur ainsi calculée s'exprime en: kW/kW = kJ/kW · s

Les valeurs de consommation spécifique de chaleur exprimées avec d'autres unités peuvent être facilement converties en valeurs de rendement thermique par des formules appropriées (voir 2.2).

2.4.3 Rendement thermodynamique

Pour une turbine recevant la totalité de la vapeur dans un seul état initial et l'évacuant intégralement à une pression inférieure (turbine à contrepression ou à condensation sans réchauffage de l'eau alimentaire et sans resurchauffe), le rendement thermodynamique est la mesure la plus appropriée de la performance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance fournie par la turbine et la puissance isentropique (produit du débit de masse de vapeur et de la chute d'enthalpie qui serait obtenue pour une détente isentropique entre les conditions initiales de vapeur et la pression à l'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; elle ne constitue une indication que pour le rendement de détente.

La formule définissant le rendement thermodynamique d'une turbine à condensation directe, sans réchauffage de l'eau d'alimentation, conforme à la figure 1b, est:

$$\eta_{td} = \frac{P_b \text{ (ou } P_g \text{ ou } P_c) *}{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{s1,4}} \quad (5)$$

où:

$\Delta h_{s1,4}$ est la chute d'enthalpie qui serait obtenue pour une détente isentropique entre les conditions initiales de vapeur au point 1 et la pression au point 4.

2.4.4 Consommation spécifique de vapeur

Traditionnellement, la consommation spécifique de vapeur a été utilisée, et l'est toujours, comme critère de performance pour les turbines comme décrit en 2.4.3. Elle se définit comme étant le rapport entre le débit de vapeur à l'admission et la puissance fournie, et se rattache comme suit au rendement thermodynamique, en unités cohérentes (SI):

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

Les valeurs de consommation spécifique de vapeur exprimées avec d'autres unités peuvent être converties en valeurs de rendement thermodynamique, après détermination de la valeur correspondante de Δh_s au moyen du facteur de conversion approprié (voir 2.2).

* Suivant les spécifications du contrat.

2.4.2 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 2.2).

2.4.3 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 the 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:

$$\eta_{td} = \frac{P_b \text{ (or } P_g \text{ or } P_c) *}{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{s\ 1,4}} \quad (5)$$

where:

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

2.4.4 Steam rate

The steam rate traditionally has been used (and is still used) as a performance criterion for turbines as described in 2.4.3. 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):

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

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 2.2).

* According to contract specification.

Les valeurs numériques de la consommation spécifique de vapeur dépendant aussi des conditions de vapeur à l'admission et à l'échappement, elles ne sont pas comparables pour des turbines ayant des conditions de vapeur différentes. Pour cette raison, le rendement thermodynamique est utilisé dans ces règles.

2.4.5 *Débit de vapeur principale*

Le débit maximal de vapeur principale, toutes soupapes de régulation grandes ouvertes, dans des conditions de vapeur spécifiées (il s'agit généralement des conditions de vapeur conformes à la définition des autres valeurs garanties) est le débit maximal de la turbine.

2.4.6 *Puissance maximale*

La puissance maximale de la turbine, au débit maximal de vapeur, est garantie pour un cycle qui peut différer du cycle thermique de garantie valable pour le rendement thermique.

3. **Principes directeurs**

3.1 *Dispositions à prendre dès la conception de l'installation*

Les parties intéressées aux essais doivent conclure un accord sur les procédures d'essai, l'interprétation des garanties, le nombre, les emplacements et la disposition des points de mesure et des dispositifs de mesure, la disposition des tuyauteries et des vannes, au moment de la conception de l'installation et des tuyauteries. Cela s'applique particulièrement aux turbines à vapeur des centrales nucléaires dans lesquelles des modifications ultérieures sont souvent irréalisables et où les points de mesure ne sont pas toujours accessibles une fois la centrale en fonctionnement. Pour les principales mesures, il est recommandé de prévoir des dispositifs de raccordement spéciaux, tels que brides et poches thermométriques pour thermomètre, de façon à pouvoir effectuer les essais de réception sans affecter le fonctionnement normal des matériels.

Les appareils de mesure seront choisis de façon que les quantités de chaleur et de puissance reçues et fournies par le «système» tel qu'il est défini par le contrat, et les conditions à ses limites, puissent être déterminées.

Toutes les précautions et mesures préparatoires nécessaires doivent être prises pour répondre aux spécifications des présentes règles en ce qui concerne la précision des mesures.

La liste ci-dessous précise plusieurs points devant faire l'objet d'un accord pendant la conception de la centrale:

- a) Emplacement et disposition des tuyauteries près des points de mesure de débit qui seront utilisés pour les calculs des essais.
- b) Nombre et emplacement des vannes nécessaires pour garantir qu'aucun débit incontrôlé ne pénètre dans le cycle d'essai ou n'en sorte, ou ne contourne l'un des éléments du cycle. Dans une centrale nucléaire, il peut exister des circuits d'appoint ou des vannes de secours qui ne peuvent être condamnés et dont il faut, par conséquent, tenir compte.
- c) Nombre et emplacement des poches thermométriques et des prises de pression nécessaires pour garantir des mesures correctes aux points essentiels.
- d) Nombre et emplacement des raccordements des instruments de doublage nécessaires pour garantir des mesures correctes aux points essentiels.
- e) Contrôle des débits de fuite pour éviter des complications en cours d'essai ou l'introduction d'erreurs.
- f) Dispositifs de mesure des fuites aux arbres des pompes, si besoin.
- g) Méthode de détermination du titre de la vapeur, y compris la technique de prélèvement, si nécessaire. Les méthodes recommandées sont données en 4.7.

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.

2.4.5 *Main steam flow capacity*

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

2.4.6 *Maximum power output*

The power output of the turbine at the maximum flow rate of main steam can be guaranteed for a specified guarantee heat-cycle, which may differ to some extent from the guarantee heat cycle valid for the thermal efficiency.

3. **Guiding principles**

3.1 *Advance planning for test*

The parties to any test under these rules shall reach agreement as to the testing procedure, the interpretation of guarantees, the number, location, and arrangement of measuring points and measuring devices, valves and piping arrangements at the time of design of the turbine plant and of the piping. 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 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.

All necessary preparations and precautions have to be taken to meet the specifications of these rules regarding measuring accuracy.

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 that no unaccounted for flow enters or leaves the test cycle, or bypasses any cycle component. In a nuclear plant there may be some make-up line or emergency valving that cannot be blocked and for which accounting must be made.
- 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.
- g) Method of determining steam quality including sampling technique as required. The recommended methods are given in 4.7.

La spécification, l'installation, la classe de précision et l'étalonnage des transformateurs de mesure d'exploitation devront être définis convenablement si l'on prévoit de les utiliser pour les essais de réception (voir également 4.2.7).

3.2 *Accords et dispositions préliminaires aux essais*

- a) Les parties intéressées aux essais doivent conclure, avant les essais, un accord sur le programme d'essai, les objectifs spécifiques des essais, les méthodes de mesure et la méthode opératoire, en prévoyant une limitation des corrections nécessaires, la méthode de correction des résultats d'essai et de comparaison avec les garanties en tenant compte des clauses du contrat.
- b) Un accord doit être conclu sur les variables à mesurer, les appareils de mesure et leurs fournisseurs, l'emplacement des appareils indicateurs et sur l'effectif du personnel chargé de l'exploitation des appareils et du relevé des mesures.
- c) Les méthodes pour réaliser les mesures comparatives devront faire l'objet d'un accord (voir 3.5).
- d) Un accord doit intervenir sur des points tels que les moyens d'assurer la constance des conditions de vapeur et de charge.

- e) Les appareils sujets à défaillance, ou susceptibles d'être endommagés, doivent être doublés par des appareils en réserve convenablement étalonnés pouvant être mis en service sans délai. Tout changement d'appareil en cours d'essai doit être clairement indiqué sur les relevés de l'observateur.

L'emplacement et la disposition des appareils devront permettre une lecture aisée et précise par l'observateur. L'environnement d'étalonnage devra être aussi proche que possible de l'environnement dans lequel l'appareil sera utilisé pendant l'essai. Cela peut être obtenu en plaçant les appareils dans un environnement contrôlé.

- f) La détermination de l'enthalpie d'une vapeur surchauffée de moins de 15 K, ou du titre d'une vapeur contenant de l'humidité, ne peut être faite que si les parties sont d'accord sur la méthode à employer pour cette détermination. L'accord, la méthode de détermination et la façon de tenir compte de cette enthalpie ou de ce titre dans les résultats des essais doivent être entièrement décrits dans le rapport d'essai.

Un débit de vapeur de caractéristiques quelconques peut être déterminé, quand cela est possible, en condensant complètement cette vapeur et en mesurant le débit du condensat.

- g) La méthode et la date d'étalonnage des appareils, ainsi que le choix de l'organisme qui en est chargé, doivent faire l'objet d'un accord.
- h) Pour chacune des mesures nécessaires à un essai suivant les présentes règles, toute méthode autre que celles prescrites dans ces règles peut être employée, sous réserve qu'elle ait fait l'objet d'un accord mutuel écrit entre les parties. Toute dérogation aux méthodes prescrites doit être clairement décrite dans le rapport d'essai. En l'absence d'accords écrits, ce sont les présentes règles qui prévaudront.
- i) Un expert indépendant peut apporter son concours à la conclusion des accords.
- j) Un accord doit être conclu sur l'effectif du personnel nécessaire chargé de l'exploitation des appareils et du relevé des mesures.

Specification, installation, precision class and calibration of the normal station instrument transformers shall be chosen suitably if it is intended to use them for the acceptance test (see also 4.2.7).

3.2 *Preparatory agreements and arrangements for tests*

a) Before the test, the parties to the tests shall reach an agreement as to the test programme, the specific objectives of the tests, the measuring methods and the method of operation with due regard to a 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 measurement (see 3.5).

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 calibration environment should be as close as practicable to the environment in which the instrument will operate during the test. This may be accomplished by locating the instruments in a controlled environment.

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 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.

g) Agreement shall be reached as to the method of calibration of instruments, 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) An independent expert may be a party to all agreements.

j) Agreement shall be reached on the minimum number of operating and recording personnel that is required.

3.3 Organisation des essais

3.3.1 Délai pour la réalisation des essais de réception

Sauf spécification contraire du contrat, il convient de programmer un essai de réception sur site pour qu'il soit effectué, si possible, dans les huit semaines* qui suivent le premier couplage de la tranche, ou immédiatement après un arrêt pour visite, à condition que tout défaut affectant les performances ait été éliminé. De toute manière, sauf accord contraire écrit, l'essai de réception doit être effectué pendant la période de garantie spécifiée dans le contrat.

3.3.2 Direction des essais de réception

La responsabilité de la direction des essais de réception doit être clairement attribuée avant les essais, de préférence à une seule personne. Cette personne est responsable de l'exécution correcte, du dépouillement et de l'interprétation des essais de réception et sert d'arbitre en cas de litige quant à l'exactitude des observations, aux conditions et aux méthodes d'exécution. Elle est habilitée et astreinte à se procurer toutes informations sur les points importants.

Des représentants accrédités de l'acheteur et du constructeur peuvent être présents à tout moment pour vérifier que les essais sont exécutés en conformité avec les présentes règles et dans le respect des accords intervenus avant les essais.

Une partie contractante qui n'est pas responsable de la direction des essais de réception doit également avoir la possibilité d'obtenir des informations en temps voulu.

3.3.3 Coût des essais de réception

Le contrat doit stipuler qui supportera la charge financière des essais de réception et, s'il y a lieu, de leur répétition (voir également 3.5, 3.7 et 3.9).

3.4 Préparation des essais

3.4.1 Etat de l'installation

Les essais de réception ne doivent être entrepris que si le fonctionnement de la turbine et de la machine entraînée est satisfaisant, ainsi que celui du condenseur et/ou des réchauffeurs d'eau alimentaire s'ils sont inclus dans la garantie. Il est également essentiel de vérifier l'absence de fuites au condenseur, aux réchauffeurs d'eau, aux tuyauteries et aux vannes.

Avant les essais de réception, le fournisseur aura la possibilité de vérifier l'état de l'installation, si nécessaire en effectuant ses propres mesures. Toute déficience constatée à ce stade devra être corrigée.

Bien que ces règles traitent des essais de performance de turbines à vapeur entraînant des alternateurs, il est exigé que tous les autres matériels fournis au titre du même contrat soient en parfait état de fonctionnement dans des conditions industrielles normales pendant les essais de la turbine. Cette condition ne s'applique pas à des matériels qui auraient été commandés hors contrat après que les performances garanties aient été définies contractuellement. Elle ne s'applique pas non plus si des mesures spéciales visant à mettre hors service

* On recherche, en fixant cette période, à minimiser la détérioration des performances et les risques de dégradation de la turbine. Les essais préliminaires, dont la mesure de la chute d'enthalpie, devront être effectués durant cette période pour contrôler les performances des corps de turbine haute et moyenne pression. Toutefois, ces essais ne permettront pas de déduire les performances du corps basse pression, et c'est pourquoi il est impératif d'effectuer, dès que possible, les essais de réception.

En tout état de cause, si la mesure de la chute d'enthalpie met en évidence une détérioration possible du corps HP ou BP, ou si les conditions de la tranche reportent les essais de plus de quatre mois après le premier démarrage, alors les essais de réception devront être différés.

Une correction de la consommation spécifique obtenue à partir des premières mesures de rendement de chute enthalpique, ou tenant compte du vieillissement, n'est pas admise.

3.3 *Planning of the tests*

3.3.1 *Time for acceptance tests*

Unless otherwise provided in the contract, acceptance tests on site should be planned to take place if practicable within eight weeks* after the first synchronization, or immediately following an inspection outage, provided any deficiencies affecting performance have been corrected. In any event, except with written agreement to the contrary, the acceptance test shall take place within the guarantee period specified in the contract.

3.3.2 *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.

3.3.3 *Cost of acceptance tests*

The contract shall stipulate who is to bear the costs of acceptance tests and any repeated acceptance tests (see also 3.5, 3.7 and 3.9).

3.4 *Preparation of the tests*

3.4.1 *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 condenser, feedheaters, pipes and valves have been eliminated.

Prior to the acceptance tests, the supplier shall be given the opportunity 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

* It is the intention, during this period, 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 test as soon as practicable.

In any event, if either the enthalpy drop test shows undue deterioration to the HP or LP section, or if plant conditions delay the tests for more than four months after initial operation, the acceptance test should be postponed.

Adjusting of heat rate test results to startup enthalpy drop efficiencies or for the effects of ageing is not permitted.

certaines matériels au cours des essais ont été préalablement convenues entre les parties intéressées à l'essai, et sont clairement décrites dans le rapport d'essai. On peut citer comme exemple de cette catégorie de matériels les vannes et les tuyauteries, fournies au titre du contrat de la turbine, permettant à la vapeur de contourner tout ou partie des étages de détente de la turbine pour équilibrer les températures au démarrage.

3.4.2 *Etat de la turbine à vapeur*

L'état de la turbine à vapeur peut être vérifié par un contrôle interne de la veine vapeur, généralement en ouvrant la turbine ou en effectuant des mesures comparatives selon 3.5.

L'ouverture de la turbine ou de l'un des corps pour repérer un défaut peut être envisagée si des écarts importants et inexplicables apparaissent à la suite des mesures comparatives.

3.4.3 *Etat du condenseur*

Lorsque les garanties couvrent les performances du condenseur et se réfèrent au débit et à la température de l'eau de refroidissement, le condenseur doit être propre et essayé pour vérifier si son étanchéité à l'air est suffisante. Ces points doivent faire l'objet d'un accord entre les deux parties.

L'état du condenseur doit être vérifié en ouvrant les boîtes à eau ou en mesurant les écarts terminaux de température. S'il existe des dépôts*, le condenseur doit être nettoyé par l'acheteur avant les essais de réception à la demande du fournisseur, ou bien les parties concernées par l'essai peuvent convenir d'appliquer une correction appropriée.

3.4.4 *Isolement du cycle*

La précision des résultats des essais dépend de l'isolement du système. Les débits externes devront être isolés. Les débits internes qui contournent de façon incontrôlée soit des éléments du cycle, soit des appareils de mesure de débit masse, devront être, si possible, éliminés pour supprimer la nécessité de leur mesure. S'il existe un doute quant à la possibilité d'isoler ces débits en cours d'essai, des dispositions seront prises avant essai pour les mesurer.

Tous les raccordements non utilisés doivent être obturés par des joints pleins. Si cela est impossible, ils doivent être interrompus en un point approprié de façon que les sorties soient observées en permanence.

Les équipements et débits à isoler, et les méthodes utilisées pour cela, doivent être définis bien avant la date de mise en service de la turbine. L'isolement du cycle doit être décrit dans le rapport d'essai.

Lorsque le système est correctement isolé pour un essai de performance, les fuites incontrôlées ayant pour conséquence des pertes inexplicables dans les volumes de stockage devront être inférieures à 0,1 % environ du débit de vapeur à l'admission à pleine charge. Les fuites incontrôlées excessives doivent être éliminées avant de poursuivre l'essai. Tout stockage d'eau dans le cycle (puits du condenseur, dégazeur et autres réchauffeurs d'eau alimentaire, réservoir de la chaudière, séparateurs d'humidité, surchauffeurs et tout autre point à l'intérieur du cycle doit être pris en compte (voir aussi 5.2.3.4).

3.4.4.1 *Equipements et débits à isoler*

La liste suivante précise les éléments et débits externes à isoler du cycle principal d'eau d'alimentation concernant la turbine:

- a) Réservoirs de grande capacité.

* Dépôts: sels ou métaux côté vapeur, boues, cendres, bactéries, algues, etc., côté eau de refroidissement.

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 by-pass part or all of the turbine expansion stages for temperature-matching purposes during start-up.

3.4.2 *Condition of the steam turbine*

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 3.5.

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.

3.4.3 *Condition of the condenser*

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

The condition of the condenser shall be checked by opening the water boxes or measuring the terminal temperature difference. In the case of deposits* the condenser shall be cleaned by the purchaser prior to the acceptance tests at the request of the supplier, or the parties concerned by the test may agree on a suitable correction.

3.4.4 *Isolation of the cycle*

The accuracy of the test results depends on the 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 resulting in unaccounted-for losses in storage volumes should be less than approximately 0.1% of the initial steam flow at full load. Excessive unaccounted-for leakages shall be eliminated before continuing the test. Water storage in the condenser hot well, 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 5.2.3.4).

3.4.4.1 *Isolation of equipment and flow*

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

- a) Large-capacity storage tanks.

* Deposits: salts or metal on the steam side and slime, ashes, bacteria, algae, etc., on the cooling water side.

- b) Evaporateurs et équipements connexes tels que condenseur d'évaporateur et préchauffeurs d'évaporateur.
- c) Systèmes de contournement et conduites auxiliaires de vapeur pour le démarrage, lorsque cela est compatible avec la sécurité de l'exploitation.
- d) Circuits de dérivation pour les dispositifs de mesure des débits principaux des condensats.
- e) Arrosage turbine.
- f) Tuyauteries de purge sur vannes d'arrêt, d'interception et de réglage.
- g) Tuyauteries de raccordement à d'autres unités.
- h) Equipements de déminéralisation d'eau.

L'isolement des équipements de déminéralisation n'implique pas nécessairement qu'on les retire du cycle. Néanmoins, cela signifie que tous les raccordements avec d'autres unités doivent être isolés et que les équipements, tels que conduites de recirculation qui affectent la mesure du débit principal, doivent être isolés, ou que leurs débits doivent être mesurés.

- i) Equipements d'apport de produits chimiques utilisant l'eau condensée.
- j) Events des chaudières.
- k) Ramoneurs à vapeur.
- l) Débit d'eau d'alimentation et de condensats contournant les réchauffeurs.
- m) Contournement des purgeurs des réchauffeurs.
- n) Purgeurs des réchauffeurs.
- o) Mises à l'air libre des boîtes à eau des réchauffeurs.
- p) Ejecteurs de mise sous vide.
- q) Circuits d'amorçage des boîtes à eau des condenseurs.
- r) Vapeur ou eau pour le chauffage de la centrale.
- s) Purges du générateur de vapeur.

3.4.4.2 Débits à mesurer s'ils ne sont pas isolés

Les débits externes suivants qui pénètrent dans le système ou en sortent, en occasionnant des erreurs sur les débits qui traversent la turbine, doivent être isolés du système ou mesurés:

- a) Débit de refroidissement du cendrier et des regards de la chaudière.
- b) Débit de refroidissement des boîtes étanches et débits de fuites aux joints sur les équipements suivants (alimentation et retour):
 - 1) pompes d'extraction;
 - 2) pompes alimentaires des chaudières;
 - 3) pompes de circulation d'eau dans la chaudière ou le réacteur;
 - 4) garnitures des pompes de purges des réchauffeurs lorsqu'elles ne sont pas auto-étanches;
 - 5) turbines, pour les pompes entraînées par turbines;
 - 6) joints des barres de contrôle sur les réacteurs nucléaires.
- c) Eau de désurchauffe.
- d) Débit de recirculation (venant du dispositif de «débit nul») et débit du disque ou du tambour d'équilibre des pompes alimentaires.
- e) Vapeur pour le chauffage et la pulvérisation du fuel-oil.
- f) Extractions des chaudières.

- b) Evaporators and allied equipment such as evaporator condenser and evaporator pre-heaters.
- c) Bypass systems and auxiliary steam lines for starting, compatible with safe operation.
- d) Bypass lines for condensate primary-flow-measuring devices.
- e) Turbine sprays.
- f) Drain lines on stop, intercept and control valves.
- g) Interconnecting lines to other units.
- h) Demineralizing equipment.

Isolation of demineralizing 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.

3.4.4.2 *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 isolated from the system or measured:

- 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) Tuyauteries de remplissage des chaudières.
- h) Débit des joints hydrauliques des turbines.
- i) Eau de désurchauffe de la vapeur servant au conditionnement des turbines.
- j) Soupape de sécurité du circuit des boîtes étanches des turbines.
- k) Trop-pleins des joints hydrauliques des turbines.
- l) Tuyauteries de vapeur ou d'eau prévues pour le lavage des turbines.
- m) Vapeur, autre que la vapeur d'étanchéité des joints, alimentant la soupape de régulation des boîtes étanches.
- n) Eau d'appoint, si nécessaire.
- o) Vapeur prélevée pour fonctionnement à basse pression du dégazeur (soutirage à un niveau supérieur, aux faibles charges, par exemple).
- p) Les ventilations des réchauffeurs doivent être fermées. Si cela n'est pas réalisable, elles devront être réglées à l'ouverture minimale.
- q) Trop-plein des dégazeurs.
- r) Fuite d'eau par tout joint à eau (joint du casse-vide, par exemple).
- s) Fuite aux joints de pompes, quittant le cycle.
- t) Vapeur prélevée pour des utilisations industrielles.
- u) Vapeur destinée aux préchauffeurs d'air (si leur isolement n'est pas possible).
- v) Equipements de prélèvement d'échantillons d'eau et de vapeur. S'il n'est pas possible d'isoler ces équipements et si les débits prélevés sont importants, ces débits doivent être mesurés.
- w) Mises à l'air libre des dégazeurs.
- x) Aspersion du réacteur.
- y) Eau utilisée pour le refroidissement des purges du séparateur ou des condensats du surchauffeur.
- z) Purges permanentes des corps et des tuyauteries des turbines à vapeur humide (si elles ne sont pas comprises dans la garantie).

3.4.4.3 *Méthodes et/ou appareils suggérés pour isoler les équipements du cycle d'eau d'alimentation de la turbine*

Les méthodes suivantes sont suggérées pour isoler les équipements divers et les débits externes au cycle d'eau d'alimentation de la turbine principale et en contrôler l'isolement:

- a) Doubles vannes et mise à l'air libre entre les deux vannes.
- b) Joints pleins.
- c) Obturateur entre deux brides.
- d) Dépose d'un bouchon pour contrôle visuel.
- e) Contrôle visuel de la vapeur déchargée à l'atmosphère, par exemple par les soupapes de sécurité.
- f) Vanne fermée reconnue étanche (essai effectué en présence des deux parties) et qui n'est pas utilisée avant ou pendant l'essai.
- g) Indication de température (acceptable seulement sous certaines conditions — accord mutuel des deux parties nécessaire).
- h) Mesure précise des niveaux dans les réservoirs qui seront isolés du circuit.

- 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).

3.4.4.3 *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 which should be isolated from the system.

- i) Les vannes d'isolement de première importance (par exemple vannes de contournement haute pression et basse pression) devront être vérifiées et, si nécessaire, fermées avant l'essai.

3.4.5 *Contrôle d'étanchéité du condenseur et des réchauffeurs d'eau d'alimentation*

On doit contrôler si le condenseur et les réchauffeurs d'eau d'alimentation ne présentent pas de fuites et prendre des mesures pour éliminer toute fuite importante (voir annexe A).

En cas de doute, le contrôle doit être renouvelé après l'essai.

3.4.6 *Propreté des filtres de vapeur*

Si nécessaire, les filtres de vapeur doivent être nettoyés avant les essais de réception.

3.4.7 *Contrôle des équipements de mesure*

Avant l'essai, l'état et l'adaptation à leur fonction de tous les équipements de mesure doivent faire l'objet d'un examen. La conformité aux exigences indiquées des équipements de mesure, de leurs implantations et de leur installation doit être vérifiée. Les résultats de ces contrôles seront notés dans le rapport d'essai.

3.5 *Mesures comparatives*

Pour diverses raisons étrangères au turbo-alternateur, il peut ne pas être possible d'effectuer la totalité des essais de performance dans les limites de temps spécifiées en 3.3.1. Dans de telles circonstances, les grandeurs suivantes devront être enregistrées, dès que possible, dans des conditions bien définies de pression, de température, de titre de la vapeur à l'admission pour les turbines à vapeur humide, etc.:

- a) pressions aux différents étages de la turbine;
- b) températures aux différents étages de la turbine;
- c) puissance fournie;
- d) ouverture des soupapes régulatrices;
- e) rendement de détente dans le cas de vapeur surchauffée;
- f) ligne de Willans, c'est-à-dire courbe du débit de vapeur en fonction de la puissance;
- g) débit des fuites de vapeur aux joints à labyrinthes, etc.

Les mêmes lectures faites dans des conditions identiques juste avant l'essai et comparées aux relevés initiaux permettent de déterminer toute variation notable des conditions de fonctionnement de la turbine.

Les parties intéressées aux essais doivent conclure un accord quant à l'action à entreprendre en ce qui concerne les détériorations constatées. Dans certains cas, il peut être utile d'effectuer l'essai immédiatement après la première grande visite sous réserve que toute défaillance affectant les performances dans le turbo-alternateur ait été corrigée pendant la visite.

3.6 *Réglages d'essai*

3.6.1 *Réglages de la puissance*

La garantie peut être donnée, et les essais peuvent être effectués, à ouverture spécifique des soupapes ou à puissance spécifique*. En établissant le programme d'essais, il convient de se rappeler que:

- a) Les meilleures consommations sont obtenues aux «points sans laminage» des soupapes.

* Pour les centrales nucléaires, les essais seront effectués pour la puissance thermique garantie correspondante du réacteur.

- i) Very important isolating valves (for example, HP and LP bypass valves) should be inspected and, if necessary, sealed prior to the test.

3.4.5 *Checks for leakage of condenser and feedwater heaters*

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

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

3.4.6 *Cleanliness of the steam strainers*

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

3.4.7 *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 those checks shall be recorded in the test report.

3.5 *Comparison measurements*

For various reasons extraneous to the turbine generator it may not be practicable to conduct full-scale performance tests within the time limit specified in 3.3.1. In such circumstances, the following data, in well defined conditions of pressure, temperature, initial steam quality for wet steam units etc., should be recorded from the earliest practicable date:

- a) turbine stage pressures;
- b) turbine stage temperatures;
- c) power output;
- d) opening of governing valves;
- e) enthalpy drop efficiency if steam is superheated;
- f) Willans line, i.e. graph of steam flow/power output;
- g) flow of leak-off steam from glands, etc.

The same readings taken in the same conditions just before the test and compared with the original readings will enable any significant changes in the conditions of the turbine to be determined.

The parties interested in the tests shall agree on the action to be taken in consequence of deterioration. In some circumstances, it may be appropriate that the test should be conducted immediately after the first major inspection provided that any deficiencies in the turbine generator unit affecting performance have been corrected during the inspection period.

3.6 *Settings for tests*

3.6.1 *Load settings*

The guarantee may be given and the tests carried out either on the basis of specific valve opening or a specific power output*. In planning the programme, it should be remembered that:

- a) Tests at “valve point” positions tend to result in the best performance.

* For nuclear power stations, the tests are carried out based on the guaranteed thermal output of the reactor.

- b) Les puissances et débits à ces «points sans laminage» ne correspondent probablement pas exactement aux valeurs attendues par le constructeur.
- c) Les points d'essai doivent donc être choisis de façon à permettre au constructeur de montrer, et à l'acheteur de constater, quelle est la relation entre la consommation obtenue et celle qui est garantie.

Lorsque les essais sont effectués à ouverture spécifique des soupapes, il doit être permis, pour obtenir la puissance la plus économique, d'ajuster la puissance dans la limite de $\pm 5\%$ de la puissance spécifiée dans la garantie.

Au cours d'un essai effectué à ouverture partielle de soupape, il peut être difficile de fixer la puissance exactement à la valeur désirée. Il doit donc être permis de faire deux ou plusieurs essais pour encadrer cette valeur et obtenir, par interpolation, le résultat d'essai à la puissance ajustée conformément aux présentes dispositions.

Dans le cas de fonctionnement à pression glissante d'une turbine à admission totale, les essais doivent être effectués à pleine ouverture des soupapes. Cela s'applique également aux soupapes modératrices si la garantie se réfère à la pleine ouverture des soupapes.

Les vannes manuelles d'admission ou de contournement, s'il en existe, doivent être dans la position prévue par la garantie. A ce sujet, si le contrat ou la spécification ne sont pas explicites, les parties doivent conclure un accord.

3.6.2 Réglages spéciaux

Aucun réglage spécial ne doit être effectué sur la turbine pour les essais s'il est incompatible avec un fonctionnement industriel et continu pour toutes les puissances et conditions d'exploitation spécifiées. Font exception, s'ils sont compatibles avec les termes de la garantie et la sécurité de fonctionnement: le réglage de l'extraction d'air pour ajuster le vide, l'utilisation du limiteur de charge ou d'autres moyens de contrôle similaires, tels que la fermeture de certaines purges, ou autres vannes, pour isoler le cycle en s'opposant à l'entrée ou à la sortie de débits externes et aux contournements internes.

Les étanchéités de l'arbre de la turbine doivent être réglées avant l'essai aux conditions de fonctionnement normales et des dispositions doivent être prises pour mesurer les fuites, vers l'intérieur ou l'extérieur, qui pourraient influencer les résultats de l'essai.

3.7 Essais préliminaires

Des essais préliminaires peuvent être effectués dans le but de:

- a) déterminer si la turbine est dans un état convenant à l'exécution d'un essai de réception,
- b) vérifier tous les appareils de mesure,
- c) former le personnel à l'exécution des essais.

Après exécution d'un essai préliminaire, cet essai peut être considéré comme essai de réception par accord mutuel.

Si les essais préliminaires ne sont pas satisfaisants, on doit en rechercher les causes et, si nécessaire, la turbine doit être mise à la disposition du constructeur de façon à lui permettre de l'examiner et de s'assurer qu'elle est en état de subir un essai de réception.

3.8 Essais de réception

3.8.1 Constance des conditions d'essai

Tous les essais doivent être précédés d'une période de stabilisation des températures et des débits. La durée de cette période étant fonction de la puissance de la turbine et de son état ainsi que des variations de charge, elle doit être fixée par accord entre les parties intéressées à l'essai.

- b) “Valve point” loads and flows will probably not occur at the exact values expected by the manufacturer.
- c) Test points should be chosen such that the manufacturer may have the opportunity to demonstrate and the purchaser may have the opportunity to know what the performance is in relation to that guaranteed.

When the tests are carried out at specific valve opening it shall be permissible, in order to obtain the most economical load, to adjust the load to within $\pm 5\%$ of the load specified for the guarantee.

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.

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.

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.

3.6.2 *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 conditions before a test and arrangements made to measure outward or inward flow that will influence test results.

3.7 *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.

3.8 *Acceptance tests*

3.8.1 *Constancy of test conditions*

All tests shall be preceded by a period 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.

Toute grandeur dont la variation peut influencer sur le résultat de l'essai doit être rendue aussi constante que possible avant le début de l'essai et être maintenue ainsi pendant toute la durée de l'essai, dans les limites des variations permises en 3.8.2.

Dans le but de maintenir une ouverture constante, le déplacement des soupapes régulatrices, dans le sens ouverture seulement, doit être limité à la position choisie et le régulateur doit être suffisamment désensibilisé pour qu'il ne réagisse plus aux variations courantes de fréquence du réseau.

3.8.2 *Ecarts et fluctuations maximaux admissibles des conditions de fonctionnement*

A moins d'accord contraire entre les parties, l'écart maximal admissible entre la valeur moyenne obtenue pendant l'essai et la valeur spécifiée pour chaque variable, ainsi que les fluctuations maximales admissibles pour chaque variable au cours d'un quelconque des essais, ne doivent pas dépasser les limites prescrites dans le tableau I.

En général, il est préférable d'effectuer l'essai le plus rapidement possible après le premier couplage (voir 3.3.1), même si les conditions du tableau I ne peuvent être remplies. Dans ce cas, on applique, pour les conditions d'essais, les courbes de correction.

3.8.3 *Durée des essais et fréquence des lectures*

La durée requise pour un essai dépend de la stabilité des conditions de fonctionnement et de la rapidité d'obtention des données d'essai. La précision des mesures de variation de niveau dans les capacités contenant de l'eau peut être un facteur de limitation.

La durée recommandée d'un essai de réception est de 2h. Celle-ci peut être réduite suite à un accord, mais ne pourra pas être inférieure à 1 h.

Durant cette période, les lectures des débitmètres à pression différentielle mesurant les débits primaires doivent se faire, en principe, toutes les demi-minutes. Les lectures de puissance électrique, lorsqu'elles sont basées sur les indications des wattmètres, à défaut d'appareils de mesure intégrateurs (voir 4.2.6), devront être faites à des intervalles n'excédant pas une min. Les lectures des mesures de températures et de pressions primaires doivent être faites toutes les 5 min. Des conditions fluctuantes imposent, soit des intervalles de lecture plus courts, soit une durée d'essai plus longue en vue d'obtenir une moyenne représentative; cela est particulièrement valable pour les mesures de débit (voir 4.3.5). La durée de l'essai de puissance devra être choisie en conséquence.

Le temps de lecture devrait être indiqué aux observateurs par des signaux émis par une horloge mère. Il peut être également indiqué par les chronomètres des observateurs, qui doivent être synchronisés avant chaque essai.

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 3.8.2.

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

3.8.2 *Maximum deviation and fluctuation in test conditions*

Except upon agreement to the contrary by the parties, the maximum permissible deviation of the average test conditions 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 I.

In general, it is more desirable to conduct the test as soon after first synchronization as practicable (see 3.3.1), even if the conditions in Table I cannot be met. In this instance, the correction curves shall be applicable for the test conditions.

3.8.3 *Duration of test runs and frequency of readings*

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

The recommended duration of an acceptance test run is 2 h. This may be reduced by agreement, but should be not less than 1 h.

During this period, readings of differential pressure flow-meters measuring primary flow should normally be taken every half minute. Readings of electrical power output, if based on indicating wattmeters in the absence of integrating meters (see 4.2.6) should be taken at intervals of not more than one min. Readings of primary pressures and temperatures should be taken at intervals of not more than 5 min. Fluctuating conditions necessitate shorter intervals between readings, especially of flowmeters, or a longer test duration in order to achieve a representative average (see 4.3.5). The duration of the capacity test should be chosen accordingly.

The time of the reading should be indicated to the observers through signals from a main clock. It may alternatively be taken from the observers' watches, which shall be synchronized with each other prior to each test run.

TABLEAU I
Ecarts et fluctuations maximaux admissibles des conditions de fonctionnement

Variable	Ecart maximal admissible entre la moyenne de l'essai et la valeur spécifiée	Fluctuation rapide maximale admissible à partir de la valeur moyenne obtenue au cours de l'essai (voir note 1)
Pression de la vapeur à l'admission	$\pm 3\%$ de la pression absolue (voir note 2)	$\pm 0,5\%$ de la pression absolue
Température de la vapeur à l'admission et de la vapeur resurchauffée	Surchauffe ≤ 25 K ± 8 K Surchauffe > 25 K ± 15 K	± 2 K ± 1 K
Débit à l'admission	Non spécifié	Voir 4.3.5
Titre de la vapeur à l'admission (turbines alimentées en vapeur humide)	$\pm 0,005$	$\pm 0,001$
Pression d'échappement (turbine à condensation)	$\pm 2,5\%$ de la pression absolue (voir note 5)	$\pm 5\%$
Température de l'eau d'alimentation	± 8 K (voir note 3)	—
Pression aux soutirages	Voir note 4	—
Puissance	$\pm 5\%$	$\pm 0,25\%$
Tension	$\pm 5\%$	—
Facteur de puissance	Peut varier entre l'unité et 0,05 en dessous du facteur spécifié	—
Lorsque le condenseur est compris dans la garantie		
Température d'entrée au condenseur de l'eau de refroidissement	± 5 K	± 1 K
Débit d'eau de refroidissement	$\pm 10\%$	—
Température d'entrée au condenseur de l'air (pour les condenseurs refroidis à l'air)	± 10 K	± 2 K

- Notes 1. — Une fluctuation est qualifiée de rapide si sa fréquence est supérieure à deux fois la fréquence de lecture.
2. — En aucun cas les variations admissibles de pression et de température prévues par le constructeur ne devront être dépassées.
3. — Des limitations peuvent être prévues au contrat, ou par le constructeur de la chaudière.
4. — Des écarts de quelques pour-cent des valeurs prévues dans les pressions aux soutirages ont généralement un effet négligeable sur les performances. Si des écarts excessifs sur les débits de vapeur soutirée venaient à se produire, laissant supposer un mauvais fonctionnement des réchauffeurs, les répercussions sur les performances pourraient être sérieuses et un accord devrait être conclu sur les dispositions à prendre.
5. — Si la pression à l'échappement s'écarte de la pression prévue de plus de 2,5% ou 3 kPa, on choisira la plus élevée de ces deux limites, la procédure de correction pour variation de la pression d'échappement devra être vérifiée par un essai si l'une des parties le demande.

3.8.4 Lecture des appareils de mesure intégrateurs

Les valeurs moyennes de la puissance électrique et du débit masse peuvent également être déterminées par des appareils de mesure intégrateurs, en divisant la différence des lectures faites au début et à la fin d'un essai par l'intervalle de temps correspondant.

Tous les appareils de mesure intégrateurs devront être lus simultanément. Les appareils de mesure correspondant à des variables liées devront être lus en même temps ou presque.

Pendant l'essai, il est recommandé d'effectuer les lectures sur tous les appareils de mesure intégrateurs simultanément et à intervalles réguliers. Cela permettra d'effectuer des contrôles de cohérence des mesures et permettra d'ajuster la période retenue pour le dépouillement, si nécessaire, après réalisation du programme d'essai.

TABLE I
Maximum deviation and fluctuation in operating conditions

Variable	Max. permissible deviation of the average of the test from that specified	Max. permissible rapid fluctuation from the average during any one test run (see Note 1)
Initial steam pressure	$\pm 3\%$ of absolute pressure (see Note 2)	$\pm 0.5\%$ of absolute pressure
Initial and reheat steam temperature	Superheat ≤ 25 K ± 8 K Superheat > 25 K ± 15 K	± 2 K ± 1 K
Primary flow	Not specified	See 4.3.5
Dryness fraction at inlet for turbines supplied with wet steam	± 0.005	± 0.001
Exhaust pressure (condensing turbine)	$\pm 2.5\%$ of absolute pressure (see Note 5)	$\pm 5\%$
Feed water temperature	± 8 K (see note 3)	—
Extraction pressure	See note 4	—
Power	$\pm 5\%$	$\pm 0.25\%$
Voltage	$\pm 5\%$	—
Power factor	May vary between unity and specified value minus 0.05	—
When the condenser is included in the guarantee		
Cooling water inlet temperature	± 5 K	± 1 K
Cooling water flow	$\pm 10\%$	—
Air inlet temperature (for air-cooled condensers)	± 10 K	± 2 K

- Notes*
1. — A rapid fluctuation is one whose frequency is greater than twice the frequency of the reading.
 2. — In any event the manufacturer's allowable variations in pressure and temperature should not be exceeded.
 3. — Possible limitations may be specified by the boiler manufacturer or the contract.
 4. — Deviations of a few percent 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 flow suggesting malfunctioning of the heaters, the effect on the overall performance may be serious, and agreement should then be reached on the course to be followed.
 5. — If the test exhaust pressure deviates from that specified by more than 2.5% or 3 kPa, whichever is larger, the exhaust pressure correction should be verified by test on demand by one of the parties.

3.8.4 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 run 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 run. 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 run.

Toutes les observations devront débiter un peu avant et s'arrêter un peu après la période d'essai prévue, sous réserve que toutes les conditions de fonctionnement restent constantes.

3.8.5 *Autres méthodes*

D'autres méthodes sont présentées dans ces règles pour procéder à certaines parties de l'essai. Le rapport d'essai doit préciser la méthode utilisée.

3.8.6 *Relevé des mesures*

Chaque observateur doit noter ses lectures réelles. Tous les relevés se font au moins en double exemplaire à l'aide de papier carbone ou, par accord mutuel, sont photocopiés immédiatement après chaque essai. Immédiatement après l'essai, chaque partie intéressée doit recevoir un jeu complet des relevés.

3.8.7 *Mesures supplémentaires*

Il est recommandé d'observer, au cours des essais, la pression et la température à un ou plusieurs étages de la turbine, car leur observation peut permettre de découvrir les raisons des incohérences constatées entre essais.

3.8.8 *Calculs préliminaires*

Les calculs préliminaires des corrections et des résultats d'essai devront être effectués immédiatement après l'essai, de façon à confirmer la validité des relevés.

3.8.9 *Cohérence des essais*

Les essais d'une même série doivent être réputés incohérents si leurs résultats diffèrent de plus de 0,25 % des autres essais effectués à la même puissance et corrigés de façon à correspondre aux mêmes conditions de fonctionnement.

Si des incohérences importantes se manifestent soit pendant un essai, soit pendant le calcul des résultats d'une série d'essais, l'essai ou les essais doivent être rejetés en tout ou en partie, sauf accord contraire.

3.9 *Répétition des essais de réception*

Si les résultats de l'essai de réception s'avèrent non satisfaisants, le fournisseur aura la possibilité d'effectuer des modifications et de répéter l'essai à ses frais. Une répétition des essais peut également être requise par l'une des deux parties intéressées au contrat, si les résultats suscitent un doute quelconque.

Si, pour des raisons relevant de sa propre responsabilité, le fournisseur a effectué, suite à l'essai de réception, des modifications qui peuvent laisser supposer que les valeurs de garantie ne seront plus respectées dans une marge raisonnable, les essais de réception pourront être renouvelés à la demande de l'acheteur.

4. **Techniques de mesure et appareils de mesure**

4.1 *Généralités*

4.1.1 *Appareils de mesure*

Les appareils généralement nécessaires pour un essai de réception de turbine à vapeur sont les suivants (voir figures 2 et 3 pour la configuration type):

- a) Pour essayer une turbine seule, un dynamomètre d'un type approprié.
- b) Pour un turbo-alternateur, des appareils pour la détermination de la puissance électrique, y compris celle nécessaire à l'excitation, si celle-ci est fournie séparément, et celles des autres auxiliaires mentionnés en 4.2.3.
- c) Dispositifs de mesure des débits.

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

3.8.5 *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.

3.8.6 *Recording of tests*

Each observer shall record his actual observations. All records shall be made with carbon copies, at least in duplicate, or by mutual agreement be photo-copied immediately after each test. Immediately after the test each interested party shall receive a complete set of records.

3.8.7 *Additional measurements*

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 inconsistencies between tests.

3.8.8 *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.

3.8.9 *Consistency of tests*

Tests in a series shall be deemed inconsistent if the results differ from those of other tests at the same point of output and corrected to the same operating conditions, by more than 0.25%.

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.

3.9 *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 own 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.

4. **Measuring techniques and measuring instruments**

4.1 *General*

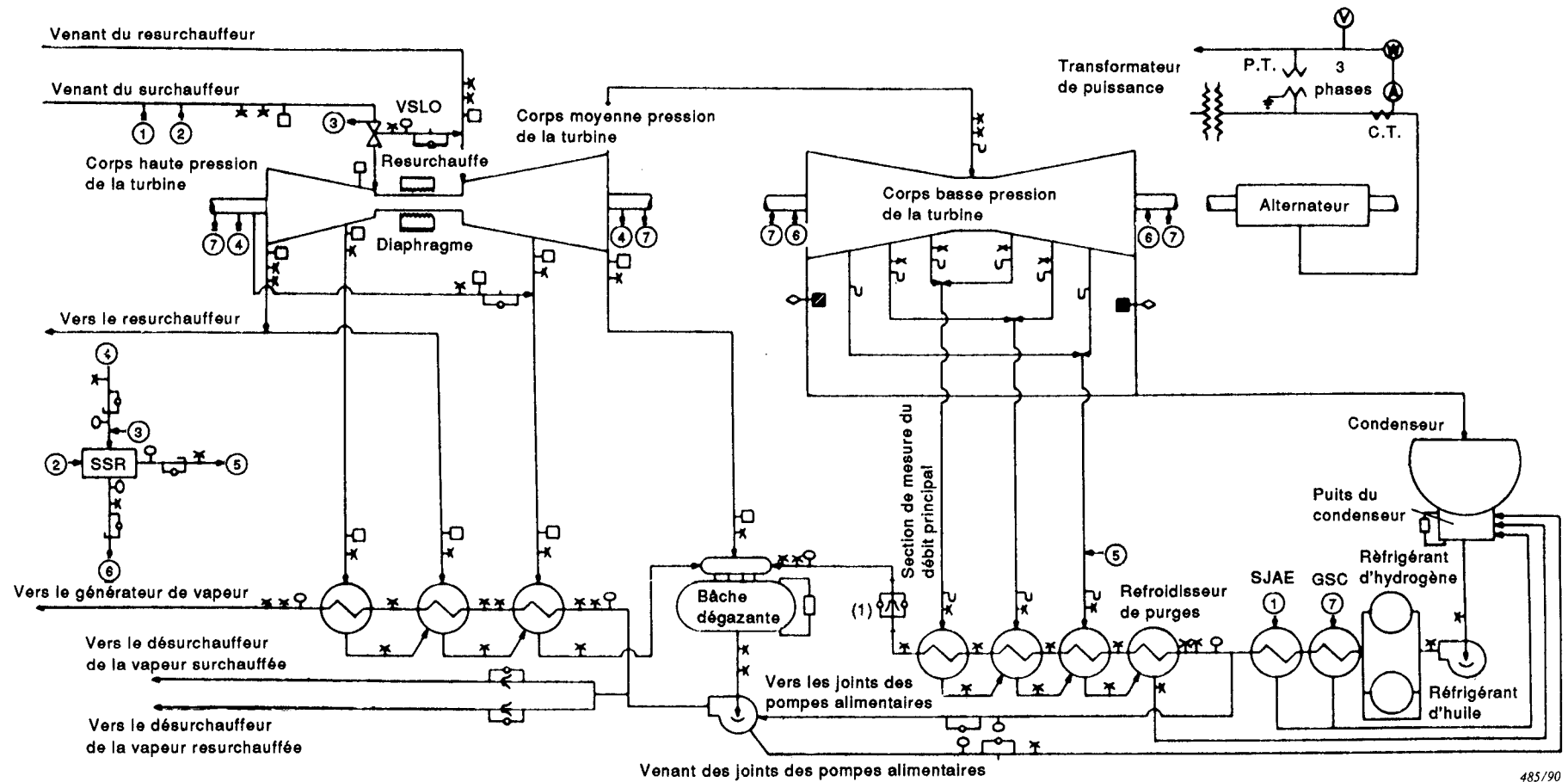
4.1.1 *Measuring instruments*

The instruments generally required for an acceptance test of a steam turbine are as follows (see Figures 2 and 3 for typical arrangements):

- a) When testing a turbine separately, a dynamometer of a type suitable for the purpose.
- b) For a turbine-generator, instruments for the determination of the electrical output and power for excitation if separately supplied and for other auxiliaries mentioned in 4.2.3.
- c) Flow measuring devices.

- d)* Manomètres Bourdon ou manomètres à poids mort, tubes en U ou transducteurs électriques pour mesurer les pressions ou les différences de pression.
- e)* Appareils appropriés pour déterminer les températures.
- f)* Moyens de déterminer le titre de la vapeur si elle n'est pas surchauffée.
- g)* Manomètres à mercure, ou colonnes, ou transducteurs électriques, pour déterminer le vide ou la pression absolue.
- h)* Moyens pour déterminer les fuites de vapeur ou d'eau vers les boîtes étanches ou à partir de celles-ci.
- i)* Moyens de mesure pour déterminer les fuites d'eau de refroidissement du condenseur et, si nécessaire, les entrées d'air au condenseur.
- j)* Baromètre (voir 4.4.6).
- k)* Thermomètres pour déterminer la température des colonnes de mercure, des manomètres et baromètres, des colonnes émergentes des thermomètres et pour mesurer les températures de l'eau dans les réservoirs, dans le cas de mesures volumétriques, s'il en est fait usage.
- l)* Manomètre, thermomètre et compteur d'eau, ou dispositif équivalent, pour mesurer le débit et les caractéristiques de l'eau d'appoint, lorsqu'elle est introduite dans le système.
- m)* Pour déterminer les débits de purge des réchauffeurs, des dispositifs de mesure des débits liquides ou, à titre de variante, des manomètres et appareils de mesure de la température, pour déterminer les débits de purge des réchauffeurs par la méthode du bilan thermique, suivant accord.
- n)* Indicateur de vitesse défini en 4.9.
- o)* Horloge-mère avec système de signalisation synchronisé ou, à titre de variante, horloges ou chronomètres synchronisés.
- p)* Appareils nécessaires à l'indication ou à l'enregistrement des conditions de fonctionnement de l'alternateur pendant l'essai.
- q)* Dispositifs tels que déversoirs, compteurs ou tubes Venturi, pour déterminer le débit de l'eau de refroidissement du condenseur, et thermomètres pour mesurer sa température, si la garantie se réfère au débit et à la température de l'eau de refroidissement du condenseur (voir aussi 4.3.9).
- r)* Dispositifs tels que cuves, tubes Venturi, tuyères ou diaphragmes pour mesurer le débit d'eau s'écoulant à partir de tout appareil de séparation d'humidité situé en aval du point de mesure de la vapeur à l'admission, si ce débit d'eau n'est pas compris dans une autre mesure.

- d)* Bourdon or deadweight gauges, manometers, U-tubes or transducers for measuring pressures or pressure differences.
- e)* Suitable instruments for determining temperatures.
- f)* Means to determine the dryness fraction of steam if it is not superheated.
- g)* Mercury manometers or columns or transducers for determining vacuum or absolute pressure.
- h)* Means for determining leakage flow of steam or water to or from glands.
- i)* Measuring means for determining condenser cooling water leakage and, if necessary, condenser air leakage.
- j)* Barometer (see 4.4.6).
- k)* Thermometers for determining temperature of mercury columns, manometers, barometers, exposed stems of glass thermometers and for measuring temperatures of water in volumetric measuring tanks, if employed.
- l)* Pressure gauge, thermometer and water meter, or its equivalent, for measuring make-up feed when admitted to the system.
- m)* For determining heater drain flows, liquid measuring means or, alternatively, pressure gauges and temperature measuring instruments as may be agreed upon for determining heater drain flows by heat balance methods.
- n)* Speed indicator, as defined in 4.9.
- o)* Master clock with synchronized signalling system or, alternatively, synchronized clocks or watches.
- p)* Instruments as necessary to indicate or record the operating conditions of the generator at the time of the test.
- q)* Means such as weirs, meters or Venturi tubes, for determining the flow of condenser cooling water and thermometers for measuring its temperature, if the guarantee is based upon the flow and temperature of condenser cooling water (see also 4.3.9).
- r)* Means such as tanks, Venturi tubes, nozzles or orifices for the measurement of the flow of water discharged from any water separation equipment located after the point at which the initial steam pressure should be measured, if this flow is not included in another measurement.



Voir 4.1.5 concernant les précautions à prendre lors de l'emploi du mercure

- * Thermocouple ou thermomètre à résistance
- Manomètre Bourdon étalonné
- U Tube en U
- Manomètre à poids mort
- Diaphragme et manomètre
- Tuyère et manomètre
- Prise de pression dynamique et statique avec tube en U (ou tube de Pitot)
- ◇ Pression absolue
- Prises de pression à panier de la section d'échappement
- Indicateur de niveau

- W Wattmètre
- A Ampèremètre
- V Voltmètre
- VSLO Fuites de vapeur des vannes
- GSC Condenseur des buées
- SJAE Ejecteur d'air à vapeur
- SSR Détendeur de vapeur des joints à labyrinthes
- CT Transformateur de courant
- PT Transformateur de tension

FIG. 2. — Schéma donnant l'implantation et le type de l'instrumentation d'essai (poste d'eau haute pression alimenté par des soutirages de vapeur resurchauffée).

¹⁾ L'un ou l'autre des emplacements est acceptable.

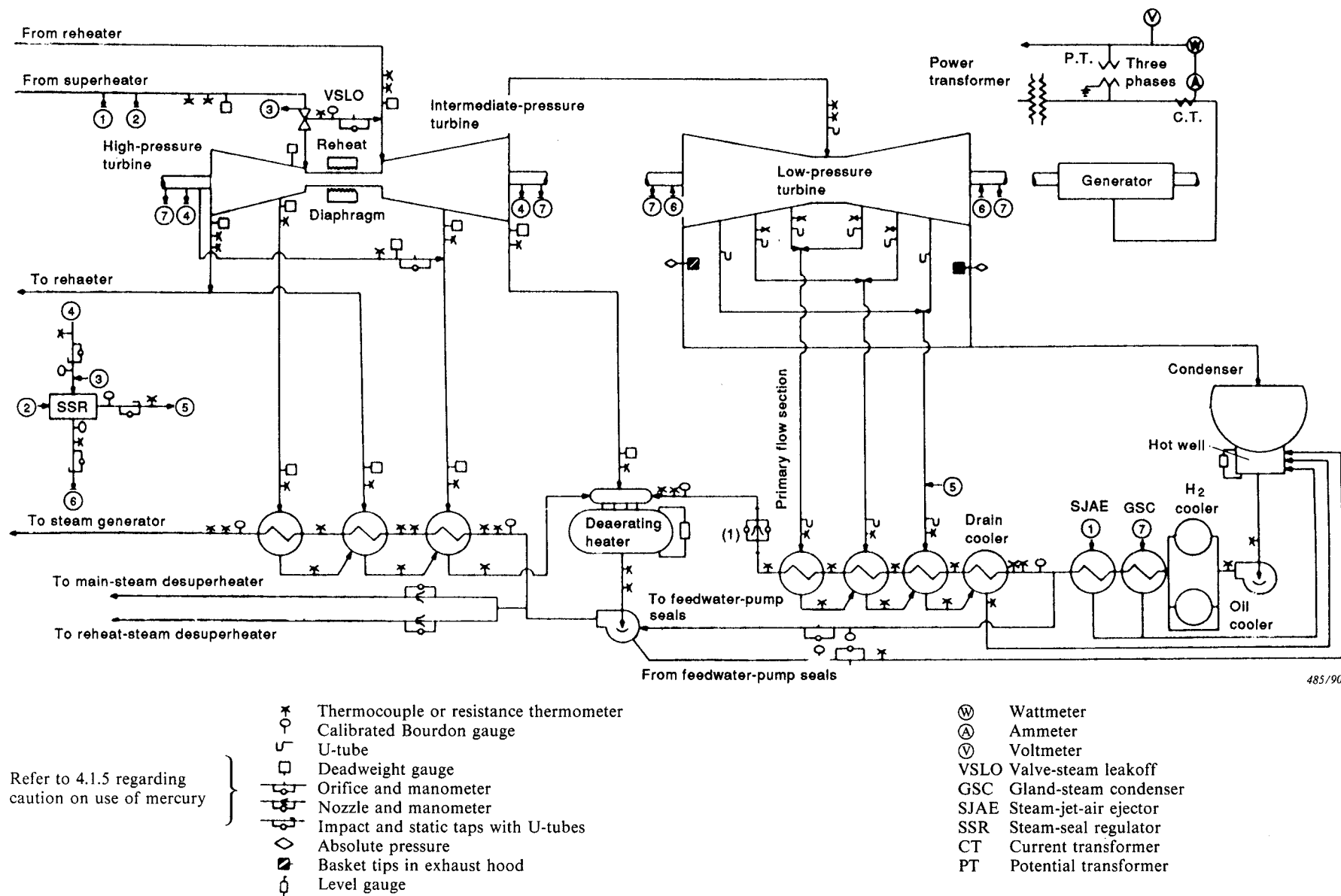


FIG. 2. — Diagram showing location and type of test instrumentation (high-pressure feedwater heater supplied with superheated extraction steam).

¹⁾ Either location is acceptable.

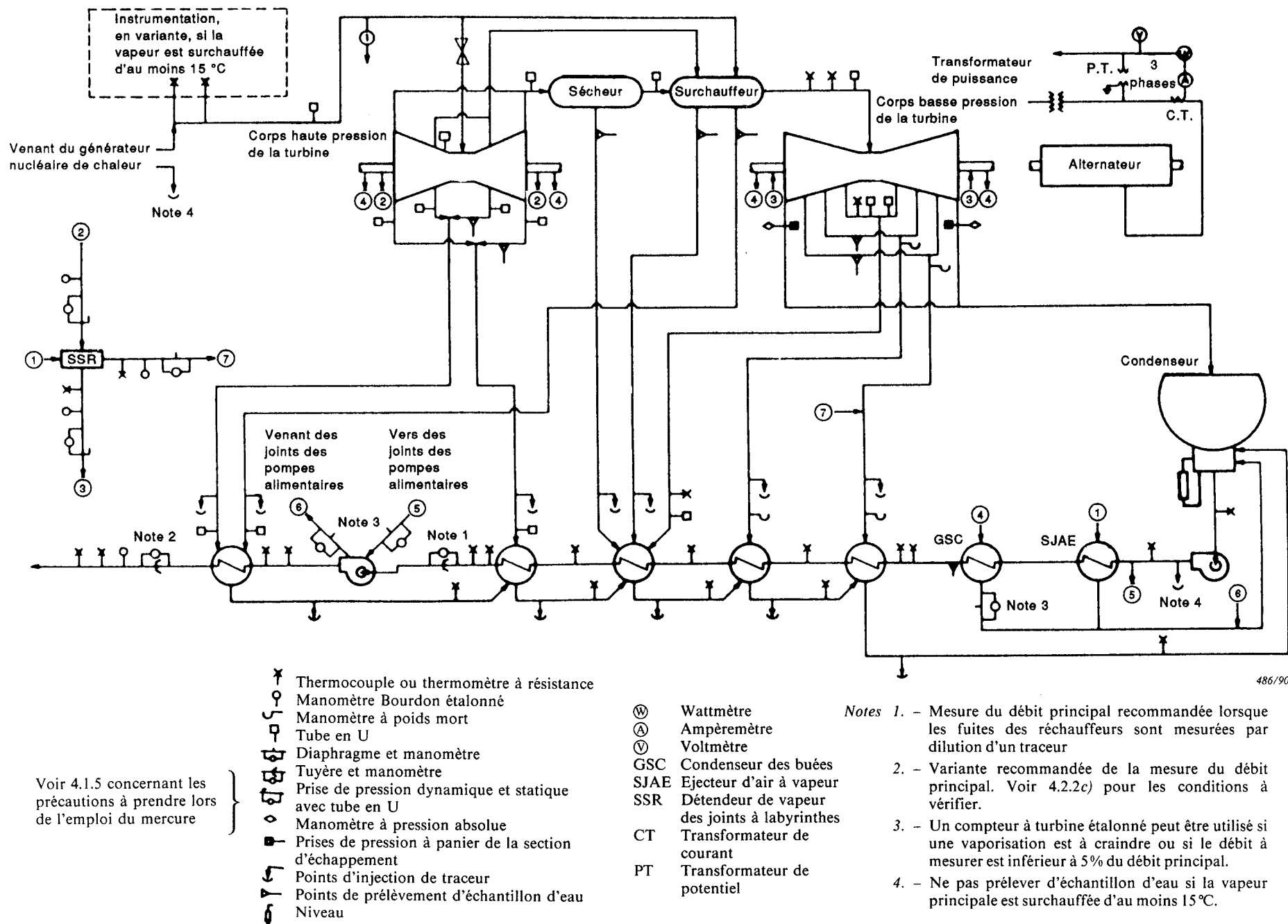


FIG. 3a. — Schéma donnant l'implantation et le type de l'instrumentation d'essai (purges des réchauffeurs retournant en cascade au condenseur, mesure du débit par dilution d'un traceur).

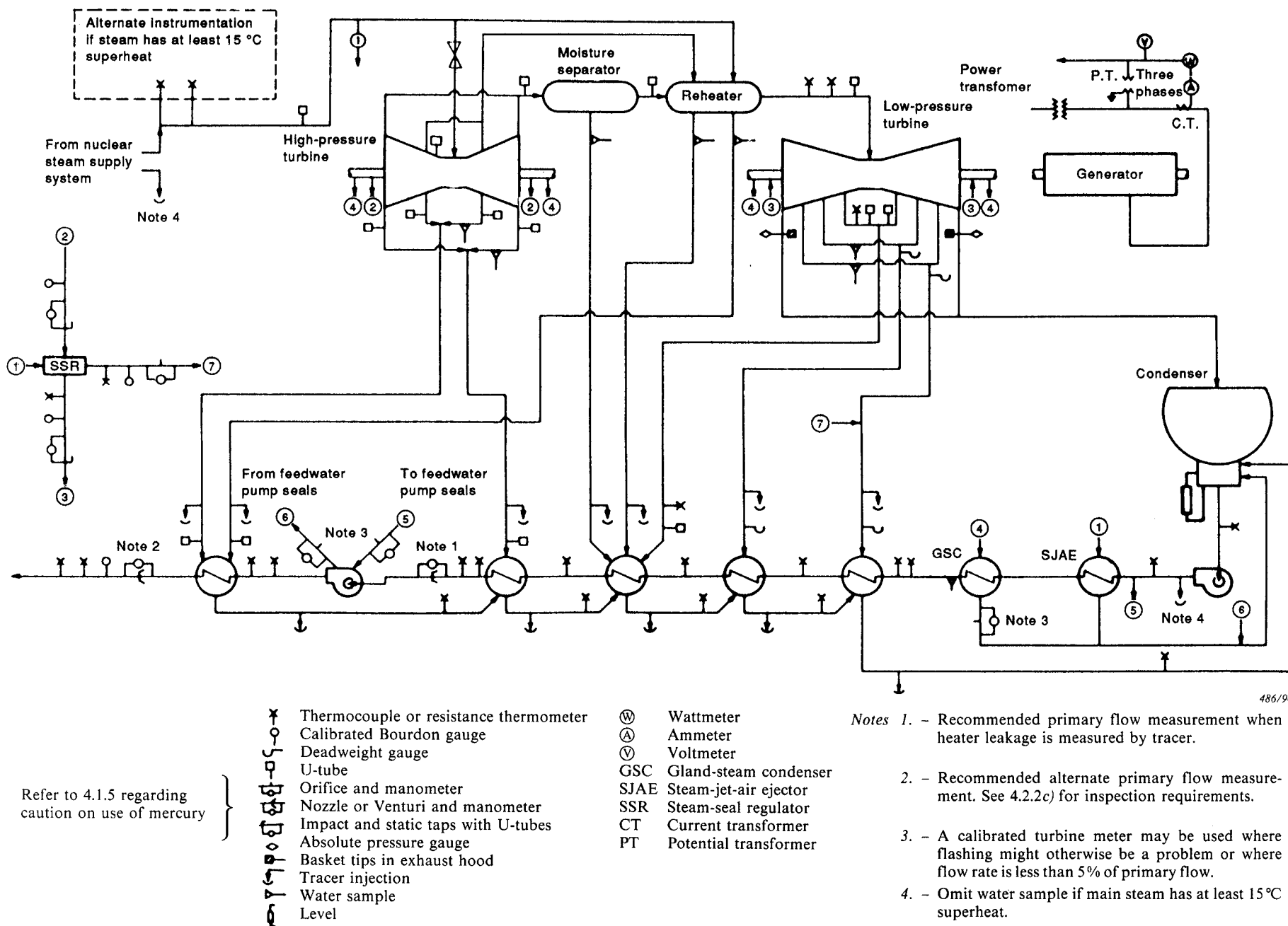


FIG. 3a. — Diagram showing location and type of test instrumentation (heater drains cascading to condenser; tracer technique for flow measurement).

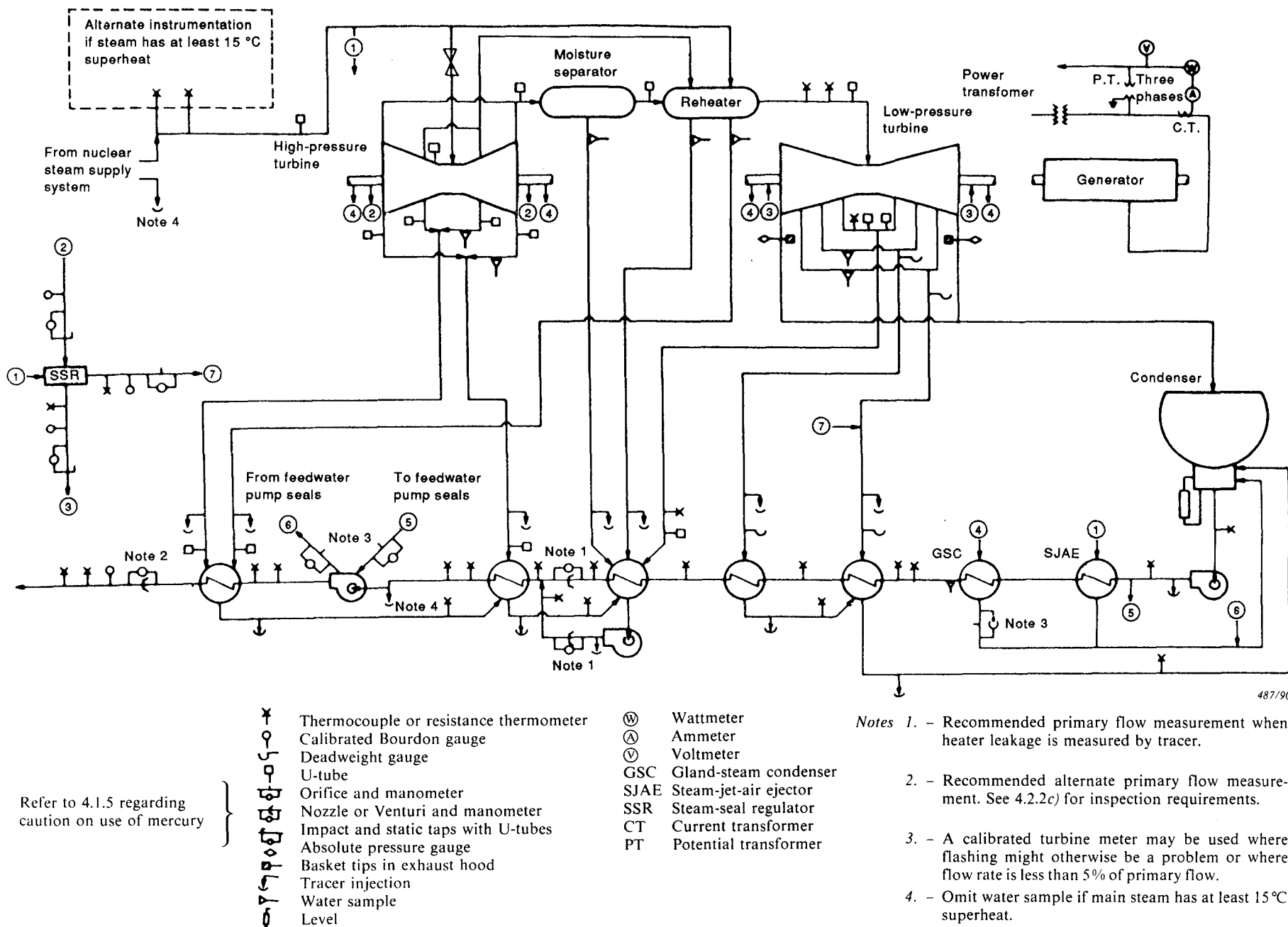


FIG. 3b. — Diagram showing location and type of test instrumentation (heater drains pumped forward; tracer technique for flow measurement).

4.1.2 Incertitude des mesures

La mesure de chaque grandeur entrant dans le calcul du résultat d'essai est sujette 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 les erreurs de mesure.

Parmi les diverses mesures entrant dans le calcul du rendement thermique ou thermodynamique d'essai, les deux mesures essentielles sont la puissance électrique et le débit de vapeur principal. Un pourcentage d'erreur donné dans la mesure de la puissance électrique entraîne un égal pourcentage d'erreur dans le calcul du rendement thermique ou thermodynamique. Cela est également vrai pour un pourcentage d'erreur donné dans la mesure du débit de vapeur principal.

La valeur mesurée du débit principal doit être corrigée pour prendre en compte les différents débits secondaires qui sont nécessaires au fonctionnement de la centrale (voir 4.3.1 et 4.3.6). Il existe également plusieurs débits parasites qui doivent être isolés ou mesurés (voir 3.4.4.1 et 3.4.4.2) et finalement il est presque certain qu'il existe des fuites qui ne sont pas prises en compte (voir 4.3.6.9).

D'autres incertitudes dans le calcul du rendement thermique ou thermodynamique proviennent d'erreurs dans les mesures des conditions données en 6.4, spécialement les températures de la vapeur à l'admission et après resurchauffe. Une erreur de mesure de la température finale de l'eau d'alimentation affecte également le calcul du rendement thermique. Ces erreurs sont prises en compte dans le calcul de l'incertitude sur la valeur de l'enthalpie donnée dans l'exemple suivant.

Pour estimer l'erreur probable affectant le rendement thermique ou thermodynamique calculé, il est recommandé que l'effet combiné des diverses erreurs de mesure soit pris égal à la racine carrée de la somme des carrés de toutes les erreurs calculées séparément et résultant de chaque erreur de mesure. L'exemple suivant illustre l'erreur probable pouvant résulter des valeurs d'erreur affectant les principales mesures; ces valeurs d'erreur peuvent être obtenues, dans des conditions favorables relatives à l'installation et à son exploitation, par une observation soigneuse de toutes les prescriptions des présentes règles.

Erreur sur le rendement thermique résultant de l'imprécision des mesures sur:

Puissance électrique	$\pm 0,1 \%$
Débits	
Débit principal	$\pm 0,2 \%$
Débits secondaires	$\pm 0,1 \%$
Fuites inexpliquées	$\pm 0,1 \%$
Erreur combinée due aux mesures de débits	$\pm 0,25 \%$
Détermination des différences d'enthalpie	$\pm 0,1 \%$
Erreur probable combinée sur le résultat du calcul du rendement thermique	$\pm 0,3 \%$

4.1.3 Etalonnage des appareils de mesure

Les appareils de mesure doivent être étalonnés avant les essais. Ils doivent être étalonnés à nouveau après les essais dans les conditions définies ci-après, ou suivant un accord entre les parties. Un certificat d'étalonnage établi par un organisme agréé et certifié quant à la date de l'étalonnage peut être accepté.

4.1.4 Autres appareils de mesure

Par accord mutuel des parties intéressées à l'essai, des systèmes de technologie avancée, tels que ceux utilisant des dispositifs électroniques ou les techniques d'intégration du débit masse, peuvent être utilisés à la place de l'instrumentation prescrite, à condition que l'application de ces systèmes ait démontré que leur précision est équivalente à celle requise dans ces règles.

4.1.2 *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 the errors of measurement.

Of the various measurements entering into the calculation of the test thermal or thermodynamic efficiency the two most important are the electrical power output and the main steam flow. A given percentage error in the measurement of the electrical power output causes an equal percentage error in the calculation of the thermal or thermodynamic efficiency. The same is substantially true of a given percentage error in the determination of the main steam flow.

The measured value of the main flow shall be adjusted to take account of various secondary flows, which are necessary for the operation of the plant (see 4.3.1 and 4.3.6). There are also many extraneous flows that shall be isolated or measured (see 3.4.4.1 and 3.4.4.2) and in the end there is almost certain to be some leakage unaccounted for (see 4.3.6.9).

Further uncertainties in the calculated thermal or thermodynamic efficiency arise from errors in measuring the terminal conditions listed in 6.4., especially the initial and reheated steam temperatures. Error in measuring the final feed temperature will also affect the calculation of the thermal or thermodynamic efficiency. These errors are taken into account in the value for inaccuracy of enthalpy determination given in the example below.

To estimate the probable error in the calculated thermal or thermodynamic efficiency, it is recommended that the combined effect of the various errors of measurement be taken as the square root of the sum of the square of all the separately calculated errors in thermal or thermodynamic efficiency due to each error of measurement. As an illustration of the probable error that results from the values of errors in the main measurements, which can be achieved by careful observation of all requirements of this recommendation under favourable conditions of the plant and its operation, the following example is given.

Error of thermal efficiency resulting from measurement inaccuracy of:

Electrical power	$\pm 0.1 \%$
Flow measurement	
Primary flow	$\pm 0.2 \%$
Secondary flows	$\pm 0.1 \%$
Unaccounted for	$\pm 0.1 \%$
Combined error due to flow measurements	$\pm 0.25 \%$
Determination of enthalpy differences	$\pm 0.1 \%$
Combined probable error of thermal efficiency test result	$\pm 0.3 \%$

4.1.3 *Calibration of instruments*

Instruments shall be calibrated before the test. Such instruments shall be recalibrated after the test as specified hereinafter or agreed between the parties. A certificate of calibration by a recognized authority certified as to the date of the test shall be acceptable.

4.1.4 *Alternative instrumentation*

By mutual agreement of the parties interested in 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.

4.1.5 *Le mercure dans l'instrumentation*

Le mercure et les composés du mercure peuvent réagir avec d'autres matériaux et créer des problèmes d'environnement. En cas de débordement, la très faible tension de vapeur du mercure présente un risque sérieux d'insalubrité. Une prudence extrême est nécessaire, ainsi que le respect strict de toutes les réglementations applicables au mercure. Il convient de prendre les précautions suivantes:

- a) Maintenir toutes les vannes des appareils fermées, sauf durant chaque essai.
- b) Sur les tuyauteries de raccordement des appareils de mesure de pression, installer des électrovannes à fermeture rapide pour isoler automatiquement les circuits défectueux.
- c) Utiliser des pièges à mercure doubles.
- d) Placer l'élément de mesure de débit principal dans la partie à basse température du circuit d'eau d'alimentation des centrales nucléaires, là où le circuit est éloigné du système d'alimentation vapeur.

4.2 *Mesure de puissance*

4.2.1 *Détermination de la puissance mécanique d'une turbine*

La puissance d'une turbine à vapeur peut être déterminée par l'une des quatre méthodes suivantes:

- a) En mesurant la puissance électrique aux bornes de l'alternateur entraîné (voir 4.2.4) et en y ajoutant les pertes de l'alternateur.
- b) En mesurant le couple et la vitesse de rotation.

Les dynamomètres à torsionmètre ou absorption sont admis, pourvu que des précautions soient prises dans leur construction et dans leur emploi pour garantir leur exactitude. Ils comprennent les génératrices électriques ou à courant de Foucault dont la puissance absorbée est mesurée par la réaction du stator.

Si des auxiliaires de la turbine, tels que les pompes à huile de régulation et de graissage, etc., sont entraînés par une source d'énergie extérieure, leurs puissances doivent être déduites de la puissance de la turbine à l'accouplement, de façon à déterminer la puissance nette.

- c) En établissant un bilan énergétique de la turbine à vapeur.

La puissance est obtenue par la somme algébrique de tous les flux d'énergie traversant l'enveloppe tracée autour de la turbine à vapeur.¹⁾

- d) En établissant un bilan énergétique de la machine entraînée (compresseur, pompe, par exemple).

La puissance est obtenue par la somme algébrique de tous les flux d'énergie traversant l'enveloppe tracée autour de la machine entraînée.¹⁾

4.2.2 *Mesure de la puissance de la pompe alimentaire de la chaudière*

Pour un dépouillement complet et pour la correction des résultats de l'essai en conformité avec la définition de la garantie, il est normalement nécessaire de mesurer la puissance absorbée par les pompes alimentaires de la chaudière. Cette puissance correspond à l'augmentation de l'enthalpie de l'eau²⁾, et éventuellement à la puissance absorbée par les coupleurs hydrauliques et les variateurs de vitesse si les pompes sont entraînées directement par l'arbre principal, ou par une turbine à vapeur auxiliaire alimentée par de la vapeur soutirée sur la turbine principale.

¹⁾ Des pertes d'énergie mineures, telles que la dissipation de chaleur dans l'atmosphère due à la conduction et au rayonnement, peuvent, dans la plupart des cas, être estimées avec suffisamment de précision et n'ont pas besoin d'être mesurées.

²⁾ Dans de nombreux cas, les pertes mécaniques et thermiques de la pompe peuvent être négligées.

4.1.5 *Mercury in instrumentation*

Mercury and compounds of mercury may react with component materials and cause environmental problems. The very low vapour pressure of mercury presents a serious health hazard if spillage occurs. The greatest care and strict adherence to all applicable regulations concerning mercury is necessary. If mercury is used the following precautions should be taken:

- a) Keep instrument valves closed except during test runs.
- b) Install quick closing solenoid valves in instrument pressure sensing lines to close automatically on system upsets.
- c) Employ double mercury traps.
- d) Locate the primary flow element in the low temperature part of the feed water cycle of nuclear plants where it is remote from the steam supply system.

4.2 *Measurement of power*

4.2.1 *Determination of mechanical turbine output*

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

- a) By measuring the output at the generator terminals (see 4.2.4) and adding the generator losses.
- b) By measuring torque and speed.

Absorption or torsion dynamometers are permissible, provided precautions are taken in their construction and use to ensure accuracy. This includes electric or eddy-current generators, the input of which is measured by the reaction of the stator.

If auxiliary power services of the turbine, such as governor and lubricating oil pumps, etc. are driven from an external energy supply, their power requirements shall be deducted from the turbine output at the coupling in order to determine the net output at the turbine coupling.

- c) By establishing an energy balance of the steam turbine.

The output is derived from the algebraic sum of all energy flows passing through the envelope around the steam turbine.¹⁾

- d) 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 envelope around the driven machine.¹⁾

4.2.2 *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 water²⁾, 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.

¹⁾ 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.

²⁾ In many cases, mechanical losses and heat losses of the pump can be neglected.

Sans employer de dynamomètre:

- a) Si les pompes sont entraînées par des moteurs électriques, la puissance absorbée par les pompes peut être obtenue à partir de la puissance absorbée par les moteurs, en tenant compte du rendement de ces derniers, et éventuellement par mesure de la puissance absorbée par les coupleurs hydrauliques et les variateurs de vitesse.
- b) Si les pompes sont accouplées directement à l'arbre principal de la turbine, la puissance absorbée par les pompes et la puissance absorbée par les coupleurs hydrauliques et les variateurs de vitesse doivent être mesurées.
- c) Si les pompes sont entraînées par une turbine auxiliaire, la puissance totale absorbée peut être évaluée à partir du débit vapeur et des caractéristiques de puissance données par le constructeur, ou par des mesures directes comme en b).

L'exemple donné ci-dessous, concernant une pompe alimentaire de chaudière entraînée par l'arbre principal par l'intermédiaire d'un coupleur hydraulique et d'un variateur de vitesse (voir figure 4), montre comment il est possible de mesurer directement la puissance absorbée par la pompe et celle absorbée par le coupleur hydraulique et le variateur de vitesse.

Le fluide assurant la transmission de puissance et le graissage est refroidi par de l'eau dans des échangeurs. Des changements résultant d'une quelconque modification par rapport à l'installation décrite devront faire l'objet d'un accord avant l'essai. La figure 4 concerne une seule pompe mais les mêmes mesures seront nécessaires pour chaque pompe en service. Dans certains cas, il peut ne pas être possible de mesurer les débits d'eau relatifs à chaque pompe séparément (débit principal et débit injecté au joint d'arbre). Dans de tels cas, la puissance absorbée par chaque pompe ne peut être déterminée avec précision; cependant, il suffit de connaître la puissance totale absorbée par toutes les pompes alimentaires en service.

La meilleure détermination de la puissance de la pompe est obtenue par le produit du débit masse et de l'augmentation d'enthalpie de l'eau traversant la pompe.

$$P = (\dot{m}_{10}h_{10} - \dot{m}_g h_g) + (\dot{m}_{go}h_{go} - \dot{m}_{gi}h_{gi}) \quad (7a)$$

Les pertes de puissance dans les paliers, les réducteurs et les coupleurs hydrauliques sont équivalentes à la chaleur cédée à l'eau de réfrigération de l'huile.

$$P_{\text{mech}} = \dot{m}_{oi}(h_{oo} - h_{oi}) \quad (7b)$$

Les symboles ont la signification donnée en figure 4.

Les valeurs de h en fonction des pressions et températures sont données sur les tables de vapeur.

En raison de la faible augmentation de température au travers de la pompe, un haut degré de précision est requis dans les mesures de température. En l'absence de mesures précises, les valeurs de rendement de la pompe fournies par le constructeur peuvent être utilisées conjointement avec le débit masse et l'augmentation de pression mesurés. Mais, à moins d'être basées sur des essais couvrant toute la gamme des puissances, ces valeurs peuvent être sujettes à caution.

Le débit d'eau d'étanchéité et/ou le débit d'eau d'injection doivent être soigneusement pris en compte dans la détermination du débit masse. La puissance équivalente aux pertes par radiation est généralement négligeable.

Without using dynamometers:

- a) If the pumps are driven by electric motors, the power consumed by the pumps may be found from the power consumed by the motors, taking into account the efficiency of the latter, and possibly from measurement of the power consumed by the hydraulic couplings and speed changers.
- b) If the pumps are driven directly from the mainshaft, the power consumed by the pumps and the power consumed by the hydraulic couplings and speed changers should be measured.
- c) If the pumps are driven by an auxiliary turbine, the total power consumed may be evaluated by measuring the steam flow and the rating data given by the turbine manufacturer, or by direct measurement as in b).

An example is given below in which a boiler feed pump is driven from the mainshaft via hydraulic coupling and a speed changer (see Figure 4), showing how it is possible to measure directly the power consumed by the pump and that consumed by the coupling and the speed changer.

The power-transmitting and lubricating oil is cooled in heat exchangers using water as a cooling medium. Changes resulting from any variation in this arrangement should be agreed upon prior to the test. The illustration is for one pump, but the same measurements will be necessary for each in service. In some cases it may not be practicable to measure the individual water flow through each pump or the injection water flows to and from each pump. In such cases, the power for each individual pump cannot be accurately determined; however, the total power consumed by the boiler feed pumps in service is all that is needed for an overall test.

The pump power is best determined from the rise in specific enthalpy across the pump multiplied by the mass flow.

$$P = (\dot{m}_{10}h_{10} - \dot{m}_g h_g) + (\dot{m}_{go}h_{go} - \dot{m}_{gi}h_{gi}) \quad (7a)$$

The power equivalent of the bearing, gear, and hydraulic-coupling losses, as determined from the heat picked up by the oil-cooling water.

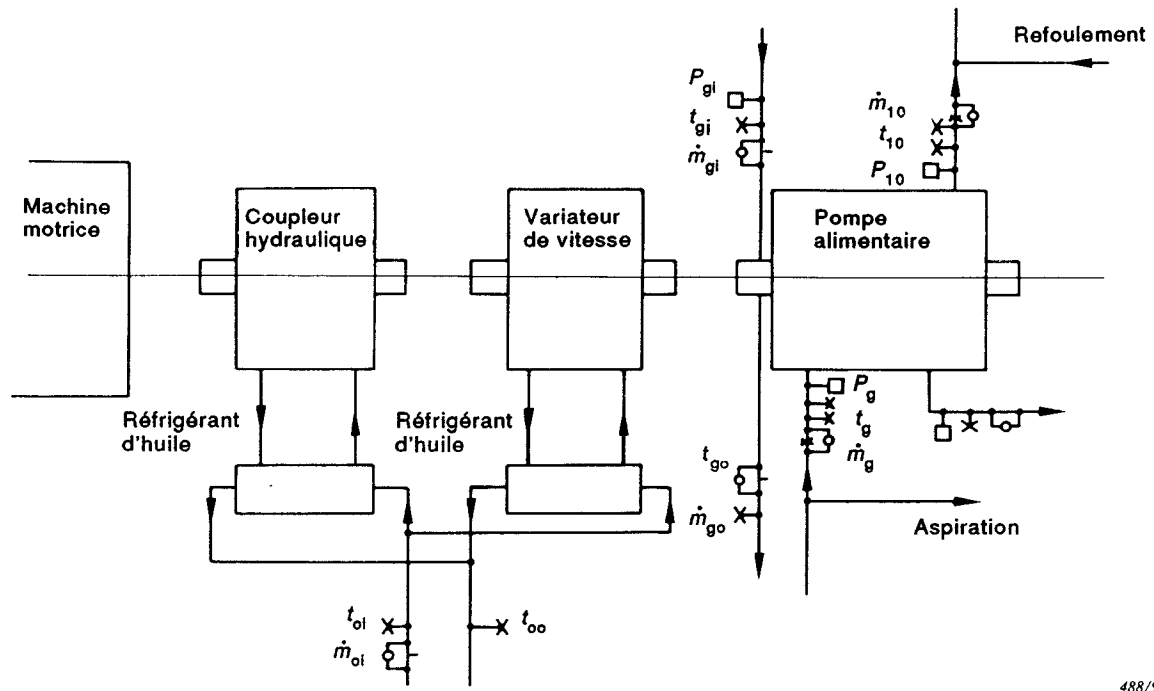
$$P_{\text{mech}} = \dot{m}_{oi}(h_{oo} - h_{oi}) \quad (7b)$$

The symbols have the meanings shown in Figure 4.

Values of h in terms of pressure and temperature are given in current steam tables.

Since the temperature rise across the pump is small, a high degree of precision is required in the temperature measurements. In the absence of precise measurements, values of pump efficiency supplied by the manufacturer may be used in conjunction with the measured mass flow and pressure rise, but unless they are based on tests over the full range of load they may be open to question.

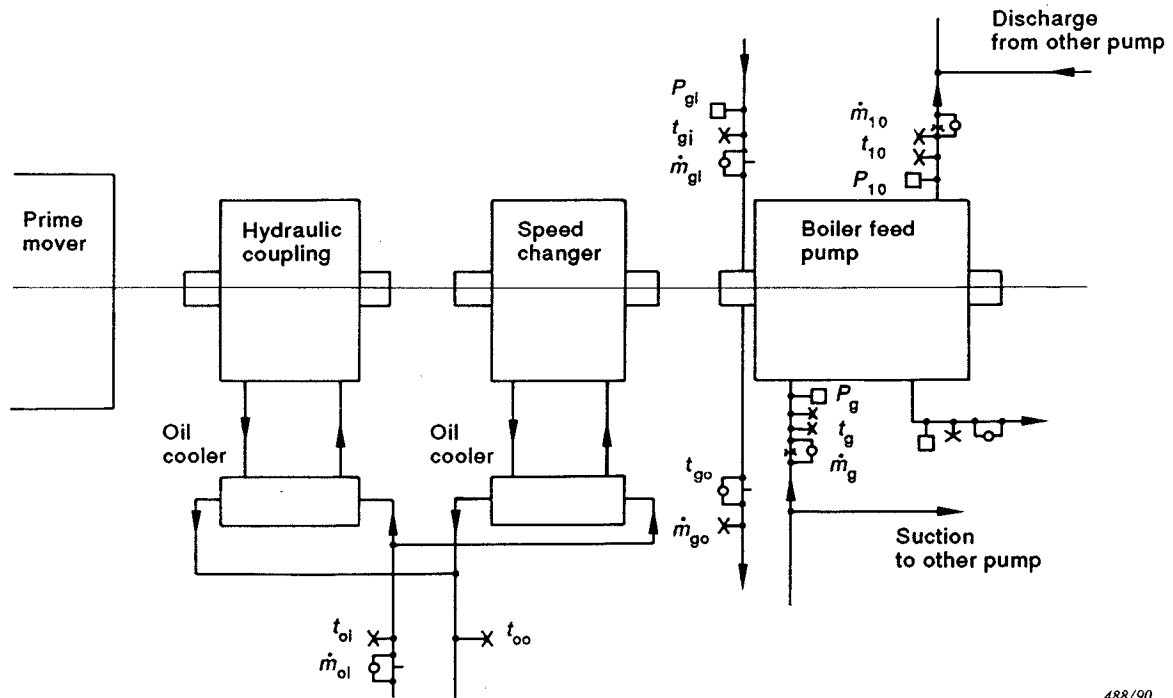
Sealing water flow and/or injection water flow has to be duly considered in the determination of the mass flow. The radiation losses are in general negligible.



488/90

- gi = eau allant vers le joint
- go = eau venant du joint
- oi = eau à l'entrée des réfrigérants d'huile
- oo = eau à la sortie des réfrigérants d'huile

FIG. 4. — Installation type des instruments de mesure pour une pompe alimentaire.



488/90

- gi = gland injection water inlet
- go = gland injection water outlet
- oi = oil cooler inlet water
- oo = oil cooler outlet water

FIG. 4. — Typical instrumentation for measurement of boiler feed pump power.

4.2.3 Détermination de la puissance électrique d'un groupe turboalternateur

La puissance nette d'un groupe turboalternateur est définie par la formule suivante:

$$P_g = P_b - P_a \quad (8)$$

Lorsqu'un auxiliaire du turboalternateur est entraîné par un moteur électrique, la puissance P_a est la puissance absorbée par le moteur. Cela est applicable, que la puissance soit prélevée aux bornes de l'alternateur en aval du point de mesure de P_b , ou qu'elle soit fournie par une alimentation séparée.*

Lorsqu'un auxiliaire du turboalternateur est entraîné par d'autres moyens, par exemple une pompe ou une excitatrice accouplée à une machine motrice, la puissance P_a est la puissance absorbée à l'accouplement.

Lorsque l'excitation est prélevée aux bornes de l'alternateur en aval du point de mesure de la puissance P_b , ou à une quelconque autre source, P_a est la puissance absorbée par les équipements d'excitation.

Lorsque le groupe turboalternateur, les équipements de condensation et de réchauffage de l'eau alimentaire sont garantis en tant que tranche, les puissances des auxiliaires du condenseur et du poste de réchauffage doivent être traités conformément aux clauses du contrat.

4.2.4 Mesure de la puissance électrique

Dans le cas d'alternateurs triphasés avec point neutre directement à la terre ou montage quatre fils, la puissance de l'unité doit être mesurée par la méthode des trois wattmètres.

Dans le cas d'alternateurs triphasés avec point neutre à la terre par l'intermédiaire d'une résistance, d'une réactance ou d'un transformateur avec résistance, la puissance de l'unité peut être mesurée par la méthode des deux wattmètres, mais la méthode des trois wattmètres est préférable. Dans tous les cas, un compteur électrique peut être utilisé à la place d'un wattmètre.

Une double mesure de la puissance électrique comprenant, si possible, le doublage des transformateurs de potentiel et de courant, présente l'avantage d'améliorer la précision.

4.2.5 Branchement des appareils de mesure électriques

Les appareils transformateurs de tension doivent être branchés sur les barres de sortie de l'alternateur aussi près que possible des bornes de l'alternateur, et avant toute liaison extérieure par laquelle une puissance peut entrer dans le circuit de l'alternateur ou en sortir.

Les conducteurs de raccordement des appareils de mesure doivent être disposés de façon à ne pas influencer les lectures, par induction ou tout autre phénomène analogue. On peut éliminer l'effet d'induction en torsadant les fils de chaque paire de conducteurs sur une longueur d'au moins 1 m à partir de l'emplacement des appareils de mesure. Il y a lieu de vérifier que l'ensemble des appareils de mesure est soustrait aux effets de l'induction dus, non seulement à leurs conducteurs de raccordement, mais aussi à toute autre cause.

L'étalonnage des transformateurs de mesure doit être effectué autant que possible avec les mêmes appareils, et avec des câbles de raccordement de même impédance que ceux utilisés pendant les essais.

L'influence des câbles du circuit de tension ne doit pas causer d'erreur significative sur la mesure de la puissance du groupe turboalternateur. La section des conducteurs devra être choisie en conséquence, en tenant compte de la résistance des fusibles de sécurité à insérer dans le circuit de tension. Les erreurs dues à la résistance des câblages (y compris celle des fusibles) devront être prises en compte dans tous les cas.

* Cela ne se réfère pas à la CEI 34-2.

4.2.3 *Determination of electrical power of a turbine generator*

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

$$P_g = P_b - P_a \quad (8)$$

Where an auxiliary of the turbo-generator is driven by an electrical 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 supply.*

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 in 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 plants 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.

4.2.4 *Measurement of electrical power*

For a three-phase generator with neutral directly earthed (grounded) or with 4-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 either the two-wattmeter method, but preferably by the three-wattmeter method. In all instances, watthour meters can be used in place of wattmeters.

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

4.2.5 *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 like cause. Inductance may be eliminated by braiding the wires of each pair of conductors for at least 1 m 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 instruments and wiring impedance as in the test.

The wiring influence of the voltage circuit shall not cause a significant error of the power indicated in the guarantee issued for the turbine generator. The wire thickness and length shall be chosen accordingly, taking into account the resistance of the safety fuses to be used in the voltage circuit. The errors due to wiring resistance (including fuses) shall always be taken into account.

* This does not refer to IEC 34-2.

4.2.6 *Appareils de mesure électriques*

La puissance électrique doit être mesurée avec des wattmètres portatifs monophasés ou polyphasés d'une classe de précision n'excédant pas 0,1 %, ou des wattheuremètres portatifs monophasés ou polyphasés dont l'imprécision est inférieure à 0,1 % de la valeur lue, et des transformateurs de courant et de tension appropriés.

Des ampèremètres, voltmètres et wattmètres portatifs doivent être intercalés dans les circuits de mesure pour établir que la puissance de l'alternateur est conforme aux spécifications pendant la durée de l'essai et pour mesurer le courant, la tension et le facteur de puissance.

L'environnement des appareils de mesure pendant leur étalonnage et au cours des essais fait l'objet de 3.2, point e), second alinéa.

La durée de mesure des wattheuremètres doit être déterminée de façon que l'imprécision ne dépasse pas 0,03 %. Les lectures des wattheuremètres doivent être faites en cours d'essai, à intervalles réguliers (au moins toutes les 5 min).

4.2.7 *Transformateurs de mesure*

Il convient d'utiliser des transformateurs de courant et de tension de caractéristiques nominales et de classes de précision appropriées, spécialement prévus pour les essais. Les valeurs de correction du rapport de transformation et de l'angle de phase, pour des conditions de charge équivalentes à celles des appareils de mesure et câbles de raccordement utilisés pendant l'essai, seront obtenues par un procédé d'étalonnage agréé couvrant les plages de mesures de courant et de tension pendant l'essai. Les transformateurs de mesure ne doivent pas supporter d'autre charge que celle des appareils de mesure d'essai et de leurs câbles de raccordement. Dans le cas contraire, il faut vérifier que la charge admissible n'est pas dépassée.

4.2.8 *Mesures comparatives et reprise de l'étalonnage des appareils de mesure et transformateurs*

Dans le cas de mesure de la puissance électrique à l'aide d'un seul appareil par phase, tous les wattmètres et/ou wattheuremètres doivent être ré-étalonnés individuellement immédiatement après chaque essai, avec un appareil étalon apporté sur les lieux de l'essai. Les autres appareils doivent être étalonnés de façon similaire, si l'une des parties le demande.

Si, en étalonnant après l'essai un wattmètre ou un wattheuremètre conformément à 4.1.3, la correction en un point quelconque de l'échelle diffère de plus d'une valeur déterminée (par exemple, pour les essais les plus précis, 0,15 % de la valeur maximale de l'échelle pour les wattmètres ou de la valeur lue pour les wattheuremètres), un ou plusieurs étalonnages additionnels doivent être faits immédiatement en ce point jusqu'à ce que les corrections ne diffèrent pas entre elles de plus de 0,1 % de la valeur maximale de l'échelle pour les wattmètres ou de la valeur lue pour les wattheuremètres. La moyenne de ces résultats doit alors être admise comme valeur de la correction au point en question au moment de cet étalonnage. Si la correction demeure excessive (0,15 de la valeur maximale de l'échelle pour les wattmètres ou de la valeur lue pour les wattheuremètres), la nouvelle valeur trouvée devra être considérée comme exacte et tous les essais au cours desquels ce point de l'échelle pourrait causer une erreur, doivent être vérifiés.

Dans le cas de mesures doubles ou multiples de la puissance électrique par phase, les différents résultats doivent être comparés et la valeur moyenne sera retenue pour le calcul final. Si la dispersion des résultats excède 0,15 %, une mesure comparative des appareils de mesure, identique à celle décrite précédemment, doit être effectuée.

La reprise de l'étalonnage ou la reprise de la vérification des transformateurs de courant et de tension n'est pas nécessaire, sauf si de sérieux doutes apparaissent quant au fonctionnement d'un transformateur. Il est recommandé d'étalonner les transformateurs sur place — ils ne doivent donc pas être débranchés — car les écarts de mesure peuvent être dus aux résistances de contact des câblages, aux connexions desserrées, etc.

4.2.6 *Electrical instruments*

Singlephase or polyphase portable precision wattmeters of an accuracy class of not more than 0.1 % or singlephase or polyphase portable precision watthourmeters with an inaccuracy less than 0.1 % of reading value or better shall be used with appropriate voltage and current transformers for measuring electrical output.

Portable ammeters, voltmeters and wattmeters 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 3.2, Item *e*), second paragraph.

The recording time of watthourmeters shall be measured in a manner such that any inaccuracy will not exceed 0.03 %. Watthourmeter readings shall be recorded during the test at regular intervals (at least every 5 min).

4.2.7 *Instrument transformers*

Instrument current and potential transformers of appropriate rating and accuracy characteristics, specially intended for test purposes, should be used. 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 calibration procedure to cover the range of test values of current and voltage. 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.

4.2.8 *Comparison measurement and recalibration of instruments and transformers*

In case of measurement of electrical output by a single instrument per phase, all wattmeters and/or watthourmeters shall be recalibrated individually with a standard meter taken to the site of the test, immediately after each test run. The other instruments shall be compared similarly, if required by either party.

If a wattmeter or watthourmeter is compared after the test, in conformity with 4.1.3 and the correction at any point is found to differ by more than an assigned value (to be, for the most accurate work, 0.15 % of full scale value for wattmeters or of reading value for watthourmeters) an additional comparison or comparisons shall be made immediately at this point until the corrections do not differ among themselves by more than 0.1 % of full scale value for wattmeters or of reading value for watthourmeters. The average of these results shall then be taken as the corrections at the point in question at the time of this comparison. In the event that the excess variation (0.15 % of full scale value for wattmeters or of reading value for watthourmeters) still remains, the new value found shall be taken as correct and all test runs in which this scale point may cause error shall be investigated.

In case of a double or multiple measurement of the electrical power per phase, the different results shall be compared and the average value will be taken for the final computation. If the difference is greater than 0.15 % a comparison measurement of the instruments as described above shall be made.

Recalibration or re-checking of current and potential transformers will not be necessary, unless serious doubts arise as to the reliable functioning of a transformer. It is advisable to calibrate the transformer in place. Consequently it should not be disconnected as the cause of deviations may be found in the contact resistances in the wiring, loose connections, etc.

4.3 Mesure des débits

4.3.1 Détermination des débits à mesurer

Dans un essai de réception, les débits à mesurer peuvent être divisés en deux catégories:

Débit principal: Débit directement proportionnel à la puissance fournie et qui doit être mesuré avec un haut degré de précision. La précision requise ne peut généralement être obtenue qu'en faisant la mesure sur l'eau. Pour vérifier la précision des mesures et éventuellement contrôler les fuites internes et autres défaillances cachées des conditions de mesure du débit du cycle, il peut être avantageux d'effectuer deux mesures de débit à des endroits différents et d'en comparer les résultats (voir 4.3.3).

Débits secondaires: Débits nécessaires au fonctionnement de l'installation et qui doivent être pris en compte dans la correction des valeurs mesurées du débit principal, de façon à déterminer le débit de vapeur à l'admission et de vapeur resurchauffée.

4.3.2 Mesure du débit d'eau principal

La mesure du débit principal peut être effectuée:

- a) au moyen de tuyères ou de diaphragmes étalonnés suivant accord des deux parties intéressées à l'essai (4.3.2.1, 4.3.3);
- b) par pesée directe au moyen de bacs et de balances appropriés;
- c) au moyen de bacs de mesure volumétrique étalonnés.

Pour les essais concernant des unités de grande puissance, installées dans les centrales électriques modernes, l'utilisation de bacs de pesée ou de bacs volumétriques n'est ni pratique ni économique et la méthode usuelle de détermination des débits utilise des dispositifs à pression différentielle.

4.3.2.1 Dispositifs à pression différentielle pour la mesure du débit d'eau principal

Des dispositifs à pression différentielle étalonnés doivent être utilisés pour la mesure du débit, si ces dispositifs ont démontré leur fidélité et leur précision à la satisfaction des deux parties.

Le choix peut se faire entre les dispositifs recommandés suivants:

- a) diaphragmes à arête vive en mince paroi (référence: ISO 5167);
- b) tuyères avec prise de pression à la paroi (référence: ISO 5167);
- c) tuyères elliptiques avec prise de pression au col. Ce dispositif n'est pas mentionné dans l'ISO 5167, mais il est maintenant reconnu comme appareil de précision, et sa description détaillée est donnée dans l'annexe B.

Les gammes de rapport de diamètres (d/D) recommandées sont les suivantes:

tuyères	0,25 à 0,50
diaphragmes	0,30 à 0,65

Dans l'écoulement de l'eau à travers les tuyères et diaphragmes, la pression doit être supérieure d'au moins 250 kPa à la pression de saturation correspondant à la température mesurée, ou bien la température doit être inférieure d'au moins 15 K à la température de saturation correspondant à la pression absolue mesurée la plus faible.

Les prescriptions de 4.3.2.2 doivent être satisfaites.

4.3 Flow measurement

4.3.1 Determination of flows to be measured

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

Primary flow: Flow which is in direct proportion to the power output and which shall be measured with a high degree of precision. The necessary precision can usually be achieved only by measurement of water flow. To verify the accuracy of the primary flow, and/or to check for internal leakages and other undiscovered deficiencies of the cycle flow conditions, making two measurements of flows at different places and comparing the results can be advantageous (see 4.3.3).

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 flow, in order to determine the turbine initial steam and reheat steam flows.

4.3.2 Measurement of primary water flow

The measurement of primary water flow may be made:

- a) by means of calibrated nozzles or orifices upon agreement of the parties interested in the test (4.3.2.1, 4.3.3);
- b) by direct weight by means of tanks and suitable scales;
- c) by means of calibrated volumetric measuring tanks.

It is seldom practicable or economical to employ weigh tanks or volumetric tanks for the testing of the large units installed in modern power stations; the usual method of determining flows is by means of differential pressure devices.

4.3.2.1 Differential pressure devices for measuring primary water flow

Calibrated differential-pressure devices shall be used to measure flow if the devices have demonstrated their repeatability and accuracy to the mutual satisfaction of both parties.

A choice can be made from among the following recommended devices:

- a) sharp-edged orifice plate (reference: ISO 5167);
- b) wall tap nozzle (reference: ISO 5167);
- c) elliptical throat tap nozzle. This device is not covered by ISO 5167 but it has now become established as an instrument of precision. Full details are given in Appendix B.

The recommended ranges of diameter ratio (d/D) are as follows:

nozzles	0.25 to 0.50
orifices	0.30 to 0.65

During the passage of the water through orifices and the 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 measured absolute pressure.

Requirements in 4.3.2.2 shall be satisfied.

4.3.2.2 *Étalonnage des dispositifs à pression différentielle pour mesure de débit d'eau*

L'étalonnage idéal de chaque dispositif à pression différentielle devrait être effectué dans des conditions de débit correspondant à la gamme du nombre de Reynolds rencontrée pendant les essais de la turbine. Cependant, les équipements de laboratoire actuellement disponibles, ne permettent pas d'atteindre des valeurs du nombre de Reynolds aussi élevées que celles correspondant aux conditions d'essai pour des turbines à vapeur modernes de grande puissance. En conséquence, le problème consiste à extrapoler le mieux possible les valeurs du coefficient de décharge déterminées au cours d'essais de laboratoires se rapprochant le plus possible des essais de réception de turbine. La valeur extrapolée ne doit pas s'écarter de plus de 0,25 % de la valeur observée pour le nombre de Reynolds le plus élevé atteint pendant l'étalonnage.

L'étalonnage doit être effectué avec les tuyauteries amont et aval comprenant la section d'écoulement qui sera utilisée pour l'essai et le tranquilliseur, le cas échéant.

Durant l'étalonnage, il devra être démontré que chaque dispositif à pression différentielle est capable de reproduire les points d'étalonnage sélectionnés sur toute la gamme des débits concernés avec une tolérance de $\pm 0,1\%$.

a) *Diaphragme à arête vive en mince paroi*

Le coefficient de décharge C_d de ce dispositif est de l'ordre de 0,6 et diminue légèrement lorsque le nombre de Reynolds augmente. Les valeurs du coefficient de débit α sont données par la norme ISO 5167 en fonction du nombre de Reynolds amont Re , du rapport des sections (diaphragme/tuyauterie), et de l'emplacement des prises de pression à partir desquels la valeur du coefficient de décharge C_d peut être déterminée.

Lorsque C_d est représenté en fonction de

$$\left[\frac{10^6}{Re} \right]^{0,75} \quad \text{pour les diaphragmes à arête vive en mince paroi,}$$

$$\left[\frac{10^6}{Re} \right]^{0,5} \quad \text{pour les tuyères,}$$

on obtient une droite. La pente et la position de la droite doivent être telles que la différence entre la valeur de C_d déduite de cette droite aux conditions d'essai et la valeur correspondante déduite de la courbe de référence ne dépasse pas $\pm 0,25\%$.

b) *Tuyères avec prise de pression à la paroi*

La courbe de référence doit être déduite des informations données dans l'ISO 5167 et l'écart entre l'étalonnage et la courbe de référence ne doit pas excéder $\pm 0,25\%$. L'extrapolation au-delà de la plage accessible aux équipements d'étalonnage est autorisée, mais sujette à des restrictions généralement similaires à celles applicables aux tuyères avec prise de pression au col.

c) *Tuyères avec prise de pression au col*

Se reporter à l'annexe B.

4.3.2.3 *Vérification du dispositif de mesure du débit principal*

L'élément primaire et la section d'écoulement doivent demeurer propres et intacts durant toute la période d'essai. Cela sera contrôlé immédiatement avant et après l'essai.

4.3.3 *Montage et emplacement des dispositifs à pression différentielle*

Les longueurs droites minimales requises des tuyauteries en amont et en aval du diaphragme, ou de la tuyère, dépendent de la configuration de la tuyauterie avant et après les parties rectilignes; pour les cas particuliers voir la norme ISO mentionnée. En amont d'une tuyère à prise de pression au col, un tranquilliseur est nécessaire, comme indiqué dans l'annexe C.

4.3.2.2 Calibration of differential pressure devices for water flow

Preferably each pressure-difference device should be calibrated with flow conditions corresponding to the same range of Reynolds number as will prevail in the turbine tests. Actually, however, the laboratory facilities at present available are not capable of achieving values of Reynolds numbers as great as those associated with test flow conditions for modern large steam turbines. The problem, therefore, is how best to extrapolate from values of discharge coefficient determined in the largest scale laboratory tests practicable. The extrapolated value shall not differ by more than 0.25% from the curve coefficient at the highest Reynolds Number attained during calibration.

Calibration is to be conducted 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 each pressure difference device is capable of repeating selected calibration points over the pertinent flow range within $\pm 0.1\%$.

a) Sharp-edged orifice plate

For sharp-edged orifices the discharge coefficient C_d is in the region of 0.6 and falls slowly with increase of Reynolds number. Values of the flow coefficient α are given in ISO 5167 as a function of the upstream Reynolds number R_e , the area ratio (orifice/pipe) squared, and the tapping position from which the value of the discharge coefficient C_d can be determined.

When C_d is plotted against

$$\left[\frac{10^6}{R_e} \right]^{0.75} \text{ for sharp edged orifice plates,}$$

$$\left[\frac{10^6}{R_e} \right]^{0.5} \text{ for nozzles,}$$

a straight line is obtained. The slope and position of the line obtained shall be such that the difference between the value of C_d derived from this line at the test condition and corresponding value derived from the reference curve shall not exceed $\pm 0.25\%$.

b) Wall tap nozzle

The reference curve should be derived from the data given in ISO 5167 and the calibration should not deviate from the reference curve by more than $\pm 0.25\%$. Extrapolation beyond the range of the calibration facilities is permissible, subject to provisions of a generally similar nature to those applying to throat-tap nozzles.

c) Throat tap nozzle

Refer to Appendix B.

4.3.2.3 Inspection of primary-flow device

The primary element and its flow section shall be known to be clean and undamaged throughout the test period. This shall be determined by inspection immediately before and after the test.

4.3.3 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. Upstream of a throat-tap nozzle a flow straightener is required as indicated in Appendix C.

Dans les cas particuliers de mesure avec d'autres dispositifs à pression différentielle, l'utilisation d'un tranquilliseur doit être étudiée. L'utilisation inappropriée de tranquilliseurs peut provoquer des erreurs (voir l'annexe C).

Tout étalonnage d'un élément de mesure doit être effectué avec la portion de tuyauterie rectiligne amont et aval, tranquilliseur inclus.

Il est recommandé de placer l'un des dispositifs de mesure de débit principal en un point du système où la température est inférieure à 150°C, cela pour minimiser les effets de température, c'est-à-dire tout effet entraînant une déformation de l'élément de mesure. De plus, des températures supérieures de l'eau correspondent à des nombres de Reynolds plus élevés qui, quelquefois, nécessitent une extrapolation plus importante de la courbe du coefficient de décharge. Pour conserver les caractéristiques initiales du coefficient de débit, il est recommandé de prendre les dispositions suivantes:

- les dispositifs de mesure de débit doivent être fabriqués avec des matériaux résistant à la corrosion;
- lorsque les dispositifs de mesure de débit sont placés sur des circuits à haute température, des précautions spéciales doivent être prises pour éviter leur déformation (dispositifs de mesure en matériau identique à celui de la conduite ou dispositions prises pour permettre leur libre dilatation).

Lorsque le dispositif de mesure de débit est placé sur une tuyauterie verticale, une correction doit être effectuée pour prendre en compte les différences d'altitude entre les deux prises de pression et de masse volumique entre l'eau traversant le dispositif de mesure de débit et l'eau dans les tuyauteries de prise de pression.

Le dispositif de mesure de débit ne devra pas être placé au refoulement d'une pompe, cela pour faciliter l'obtention d'un débit stable. Pour placer le dispositif de mesure de débit il convient de tirer le meilleur parti possible de l'effet d'amortissement de tout échangeur de chaleur et des tronçons de tuyauterie droite présents dans le circuit. Le dispositif de mesure de débit devra, également, être placé de façon à éliminer les effets des débits de recirculation et de contournement. Si cela n'est pas possible, ces débits doivent être mesurés avec une précision suffisante pour que l'imprécision sur le débit principal soit inférieure à 0,1 % environ.

La figure 3 montre l'emplacement de l'instrumentation de mesure de débit dans un cycle type utilisant la vapeur humide, avec toutes les purges des réchauffeurs retournant en cascade vers le condenseur. Les points de mesure du débit principal sont situés dans les tuyauteries d'entrée du réchauffeur basse pression, et de sortie du réchauffeur haute pression, et permettent de contrôler les fuites éventuelles. Si les différences entre mesures excèdent 0,1 % environ, l'isolement du circuit doit être vérifié, les courbes d'étalonnage de débit étudiées, et la possibilité de fuite sur les réchauffeurs envisagée. Dans les cas où l'écart persiste et indique une entrée d'eau aux réchauffeurs, en réalité impossible, la mesure sur l'eau condensée doit être retenue comme seule mesure de débit à cause des conditions de température plus favorables. Le débit d'eau alimentaire doit être obtenu à partir de cette mesure sur l'eau condensée. Si l'écart indique une fuite aux réchauffeurs, la mesure sur l'eau alimentaire doit être retenue comme seule mesure de débit. La double mesure n'est pas nécessaire si les fuites aux réchauffeurs peuvent être déterminées par la technique des traceurs radioactifs. D'autres méthodes utilisant des traceurs peuvent être utilisées si leur précision est comparable à celle de la double mesure de débit.

Si le cycle d'eau alimentaire comprend un dégazeur, il est recommandé de mesurer le débit d'eau condensée à l'entrée du dégazeur. Cela évite toute éventualité d'une fuite aux réchauffeurs recirculant à travers le dispositif de mesure. Si le cycle ne comprend pas de dégazeur, il est recommandé de mesurer le débit après son passage dans les réchauffeurs basse pression et avant qu'il ne passe dans la pompe alimentaire de la chaudière. Si les purges des réchauffeurs haute pression rejoignent le débit principal d'eau condensée en amont du dispositif de mesure

In special circumstances, for measurements with other pressure difference devices the application of a flow straightener shall be considered. The incorrect use of flow straighteners may lead to errors (see Appendix C).

Any calibration of a measuring element shall be carried out with the complete straight piping section upstream and downstream, the flow straightener included.

It is advisable that one of the primary flow measuring devices be located in the system at a point where the temperature is less than 150°C to minimize temperature effects, that is any resulting distortion of the measuring element. Moreover, higher water temperatures result in higher Reynolds numbers which sometimes require a greater extrapolation of the coefficient of discharge curve. In order to maintain the initial characteristics of the flow-measuring devices, it is desirable to make the following provisions:

- the flow-measuring devices shall be made of corrosion-resistant material;
- where the flow-measuring devices are located in high temperature circuits, special precautions shall be taken to avoid their distortion (measuring devices in the same material as the pipe or arrangements made to ensure their free expansion).

When the flow-measuring device is installed in a vertical run of pipe, a correction shall be made to account for differences in altitude between the two pressure-tapping points and differences in density between the water flowing through the flow-measuring device and the water 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 in locating the flow-measuring device. The flow-measuring device should also be located to eliminate the effects of recirculating and bypassing flows. If this is not possible, extraneous flows shall be measured with an accuracy sufficient that error in primary flow is less than about 0.1 %.

Figure 3 shows the location of flow instrumentation for a typical cycle using wet steam with all heater drains cascading to the condenser. The primary flow measurements are located in the low-pressure heater inlet and high-pressure heater discharge piping and serve as a check on possible leakage. If these measurements disagree by more than about 0.1 %, the isolation of the cycle should be rechecked, flow calibration curves should be investigated, and the possibility of heater leakage considered. In the event that this discrepancy persists and indicates an impossible negative heater leakage condition, the condensate flow measured should be considered as the only primary flow measurement because of the more favourable temperature range. Feedwater flow should then be derived from this condensate measurement. If the discrepancy indicates heater leakage, the feed-water flow measurement should be used as the primary flow. The double flow measurement will not be required if heater leakage is determined by using the radioactive tracer technique. Other tracer methods may be used if the accuracy is comparable to the double flow measurement.

If the feedwater cycle includes a deaerator, it is recommended that the condensate flow entering it be measured. This eliminates any possibility of 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

de débit, il est nécessaire de mesurer le débit total des purges des réchauffeurs haute pression et de calculer les débits de vapeur soutirée, par bilan thermique des réchauffeurs, de façon à déterminer les fuites des réchauffeurs haute pression.

Pour les turbines alimentées en vapeur humide et les réchauffeurs avec pompe de reprise des purges, la double mesure du débit est requise afin de déterminer les fuites éventuelles des réchauffeurs. L'emplacement des points de mesure du débit basse pression dépend de la configuration du cycle. Les fuites de réchauffeurs peuvent, également, être mesurées par la méthode de détection par traceur.

4.3.4 Mesures de pression différentielle

La mesure de la pression différentielle nécessite une attention particulière. Les débits principaux doivent être déterminés par au moins deux systèmes manométriques indépendants, installés avec les précautions mentionnées ci-dessous, et comme illustré en figure 5.

- a) Les tuyauteries de raccordement entre les prises de pression et les manomètres doivent avoir un diamètre intérieur minimal de 6 mm et être réalisées en un matériau évitant l'effet d'amortissement à l'intérieur de la tuyauterie. A partir du dispositif de mesure de débit, la tuyauterie devra être horizontale sur une longueur de 1 m et ensuite suivre une pente descendante continue, sans boucle, jusqu'au manomètre. L'étanchéité des tuyauteries de raccordement est vérifiée au cours d'un essai de mise sous pression.
- b) La longueur de tuyauterie entre le dispositif de mesure de débit et les manomètres ne doit pas excéder 7,5 m, et la tuyauterie ne doit pas être calorifugée.
- c) Des précautions doivent être prises dans le cheminement des tuyauteries de manomètre pour assurer que la différence entre les températures du fluide dans les deux lignes de raccordement de l'élément primaire et chaque manomètre n'excède pas 2 °C. Il est recommandé de faire cheminer et de fixer les tuyauteries de façon à minimiser le transfert de chaleur vers ces tuyauteries, à partir d'une source extérieure.
- d) Les tuyauteries des manomètres doivent être nettoyées avant le raccordement des manomètres. Les raccordements des manomètres doivent inclure les vannes, tés et purges (comme indiqué en figure 5) appropriés pour permettre l'isolement des tuyauteries des manomètres, ou leur mise à l'air libre, en cours d'essai. Il convient de respecter un délai suffisant pour que les colonnes d'eau des tuyauteries de raccordement atteignent leur température d'équilibre.
- e) Des électrovannes à déplacement nul peuvent être installées sur chaque tube, comme l'indique la figure 5, à proximité de l'élément primaire, pour éliminer les mouvements de la colonne de mercure pendant les lectures. Ces vannes doivent être fermées, pendant les lectures aux intervalles prescrits, sans tenir compte de la position de la colonne de mercure. D'autres méthodes de lecture instantanée peuvent être utilisées si elles n'introduisent pas d'erreurs de lecture. Les électrovannes ne devront pas être utilisées avec des transducteurs.
- f) Les manomètres devront être placés à un niveau inférieur à celui des éléments primaires de mesure. Néanmoins, lorsque cela n'est pas réalisable, des précautions particulières doivent être prises pour assurer un dégazage correct du système. Des pots de dégazage appropriés doivent être installés au-dessus des manomètres avec des vannes de dégazage. De plus, une protection thermique (boucle de tuyauterie) doit être installée entre l'élément primaire et les manomètres.

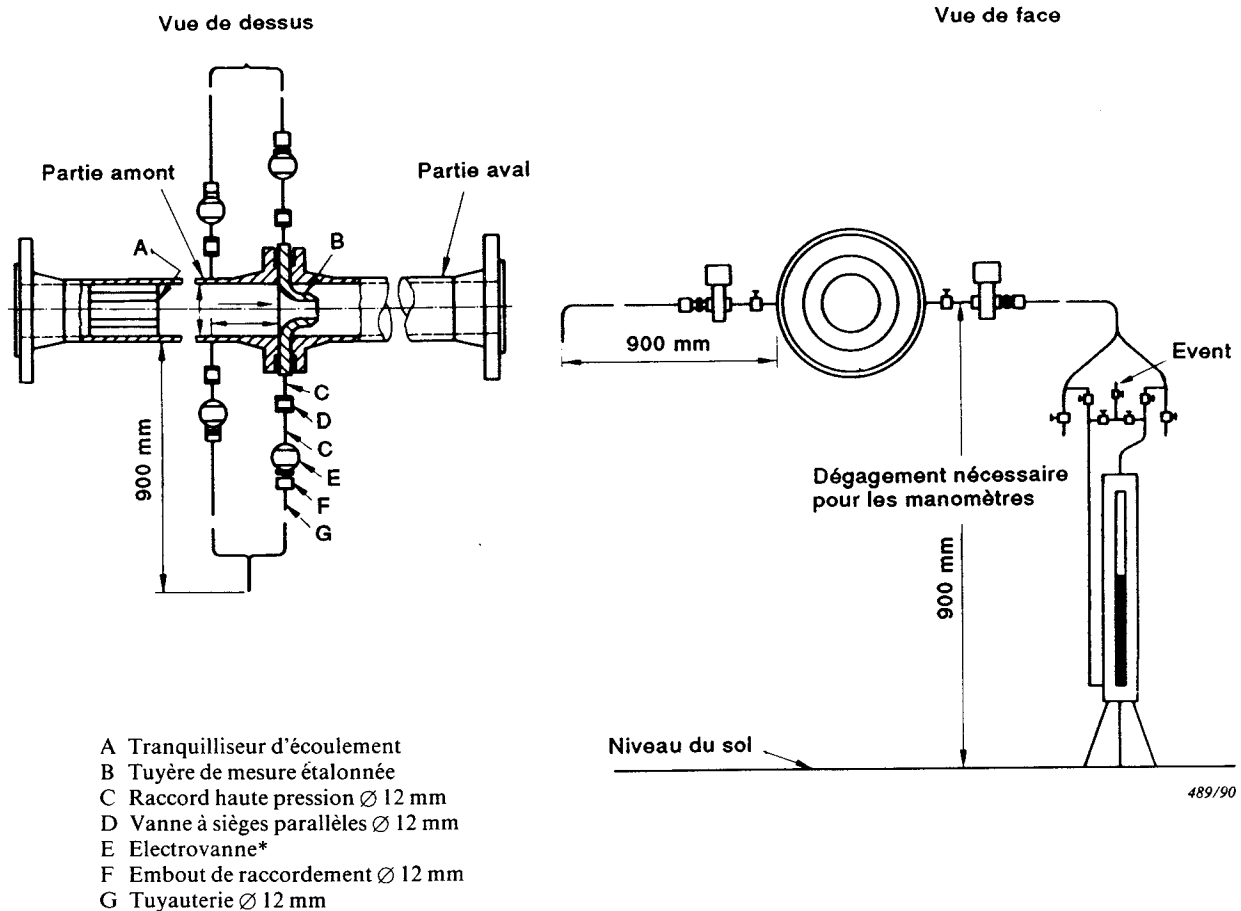
from the high-pressure heaters and calculate the extraction steam by heat balance around the heaters to determine the high-pressure heater leakage.

For turbines using wet steam and heaters with pumped-ahead drains, the double flow measurement is again 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.

4.3.4 *Differential pressure measurements*

The measurement of the differential pressure necessitates particular care. Primary flows shall be determined by at least two independent differential pressure measurement systems installed with the precautions listed below and as illustrated in Figure 5.

- a) Connecting piping used between the pressure taps and the manometers shall be not less than 6 mm inside diameter tubing of such material to avoid resistance damping inside the piping. This tubing shall run horizontally for 1 m from the flow-measuring device and then slope down continuously without loops to the manometers. The connecting piping shall be shown to be tight by a pressure test.
- b) The length of piping between the flow-measuring device and manometers should not exceed 7.5 m and is to be uninsulated.
- c) Precautions shall be taken when running the manometer piping to ensure that the temperature difference between the fluid in the two lines connecting the primary element and each manometer does not exceed 2 °C. 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.
- d) The manometer piping shall be well flushed before the manometer is connected. The manometer connections shall include valves, tees and bleeders, as shown in Figure 5, suitable for shutting off manometer 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.
- e) Zero-displacement solenoid-operated valves may be installed as shown in Figure 5, in each tube close to the primary element to eliminate mercury column movement during reading. These valves are to be closed for reading at prescribed intervals without regard to the position of the mercury column. Other means of obtaining instantaneous readings may be employed if they do not introduce errors in the reading. With transducers, solenoid valves should not be used.
- f) The manometers should be located at a lower elevation than the primary-flow element. However, when this is impracticable, special precautions shall be taken to ensure proper venting of the system. Suitable venting pots shall be installed above the manometers with valves for venting. Also, a temperature seal (loop to piping) shall be installed between the primary element and the manometers.



* Non nécessaire avec un transducteur.

FIG. 5. — Raccordement entre la section de mesure et les manomètres.

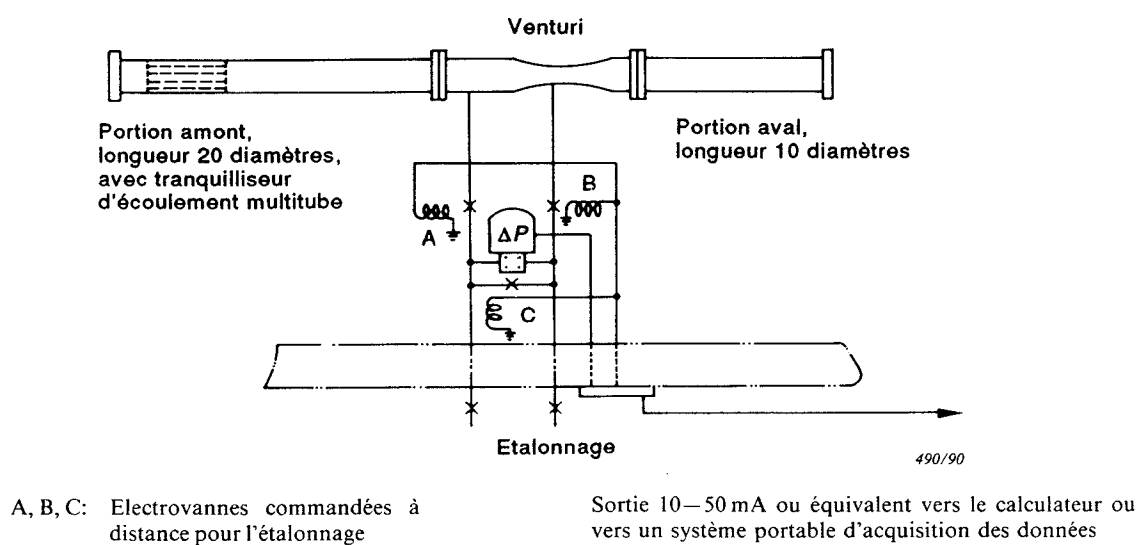
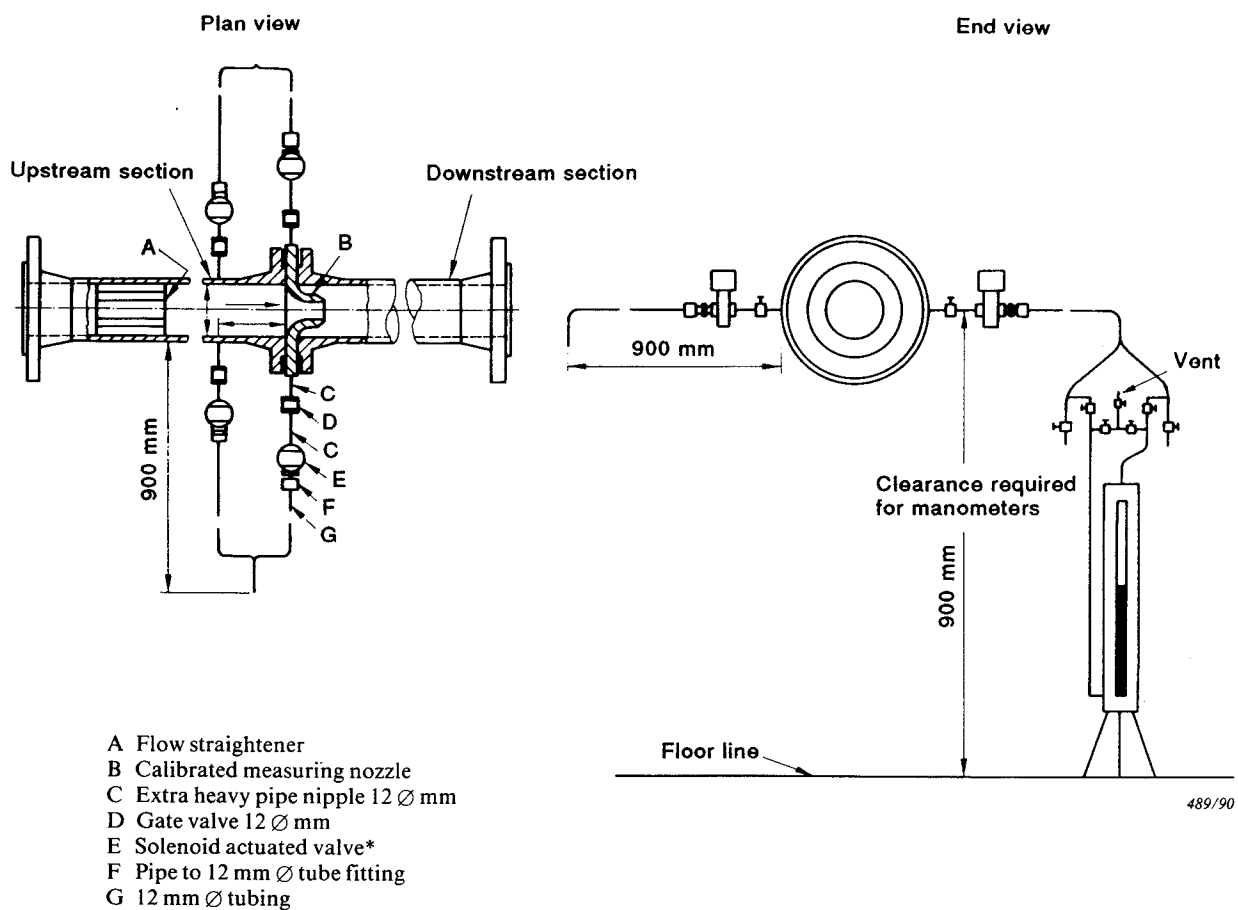


FIG. 6. — Dispositif d'essai conçu pour la mesure des débits de purge des réchauffeurs.



* Not necessary with transducers.

FIG. 5. — Connection between flow section and manometers.

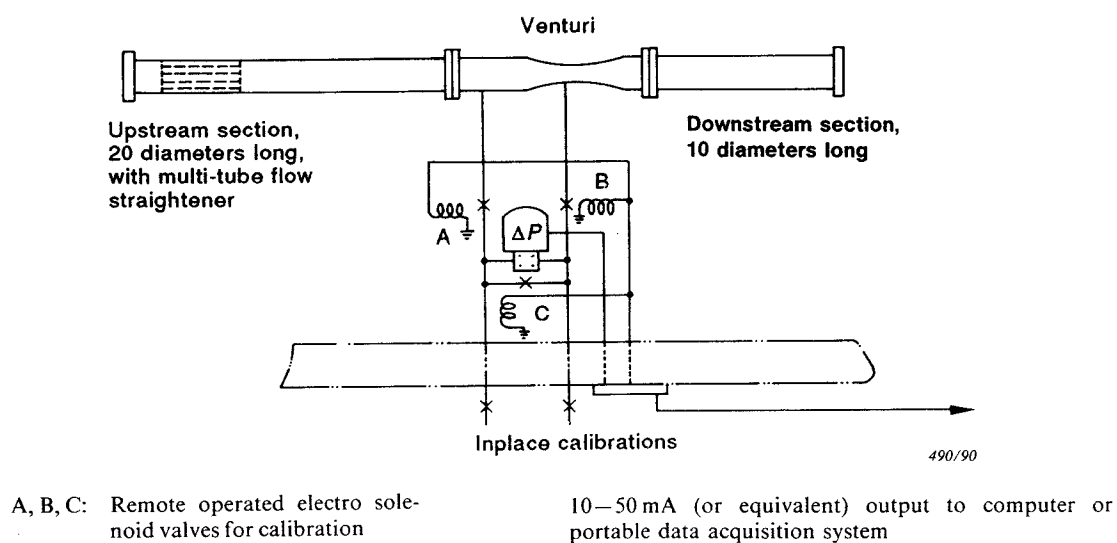


FIG. 6. — Test set-up designed for heater drain-flow measurements.

- g) Le décalage de zéro des manomètres différentiels, avant et après chaque essai, doit être inférieur à environ 0,1% de la pression différentielle observée pendant l'essai. A tout moment de l'essai, les lectures moyennes des deux manomètres doivent concorder avec un écart de 0,2%, après correction, pour toute différence d'étalonnage entre les deux jeux d'appareils.
- h) Les manomètres employés devront avoir un tube de haute précision de 1,2 mm (ou plus) et devront être munis d'un dispositif de lecture antiparallaxe ou de tout autre système adapté pour permettre des lectures à 0,25 mm près. Le mercure utilisé devra être de la qualité prévue pour instruments de mesure, avec une teneur en résidus non volatils inférieure à une partie par million. Le manomètre doit être soigneusement nettoyé avant remplissage.
- i) Si des transducteurs de pression sont utilisés, les précautions de a) à g) sont applicables comme pour les manomètres. De plus, ils doivent être étalonnés avant et après l'essai. Chaque étalonnage doit être effectué en augmentant et en diminuant la pression. Les résultats des essais doivent être calculés avec les valeurs moyennes d'étalonnage.

Une longue période de stabilité des transducteurs devra être notée. La pression différentielle servant à la mesure du débit principal doit être mesurée avec des transducteurs dont l'erreur n'excède pas 0,005% de l'échelle maximale plus 0,010% de la lecture. Un transducteur à quartz à tube Bourdon peut répondre à ces exigences.

4.3.5 *Fluctuations des débits d'eau*

Les mesures de débit ne doivent être entreprises que si l'écoulement est stable, ou ne varie que peu avec le temps. L'amplitude moyenne de variation de l'indication du manomètre ne doit pas excéder 1% de la valeur lue à pleine charge pour les variations de fréquence supérieure à la moitié de la fréquence de lecture, et 5% pour les variations de fréquence inférieure. Avant l'essai, il faut stabiliser le débit par un réglage soigneux des régulations de débits et de niveaux, ou par l'introduction sur la conduite, entre les sources de pulsation et le dispositif de mesure de débit, d'une combinaison de «capacité» (débit contournant la pompe) et de «résistance» (laminage au refoulement de la pompe). On ne doit pas utiliser de dispositifs d'amortissement sur les manomètres, car ces dispositifs n'éliminent pas les erreurs dues aux pulsations. Si les variations de débit dépassent les valeurs indiquées ci-dessus, après que tout ait été mis en œuvre pour les supprimer, les parties intéressées doivent conclure un accord avant de procéder aux essais.

4.3.6 *Mesure des débits secondaires*

Outre les mesures du débit principal traitées en 4.3.1 et 4.3.2, de nombreuses mesures de débits secondaires sont nécessaires. Compte tenu des variantes dans les dispositions des centrales et dans les implantations des dispositifs de mesure, il n'est pas possible de spécifier la précision requise pour chaque mesure. Les parties intéressées à l'essai devront décider quels sont les débits secondaires à mesurer pour le type d'installation concernée. Elles devront ensuite retenir, pour mesurer ces débits, des dispositifs ayant des précisions suffisantes pour que l'effet combiné de toutes les erreurs de mesure de débits secondaires n'introduise pas une erreur supérieure à 0,1% sur le résultat de l'essai. En conséquence, si les mesures de débits secondaires sont faites avec des dispositifs normalisés, l'étalonnage peut ne pas être nécessaire.

Si la mesure de débits secondaires porte sur la vapeur, les précautions suivantes sont nécessaires:

- a) En traversant le dispositif de mesure de débit, la vapeur doit rester surchauffée. Les mesures ne doivent pas être entreprises si le taux de surchauffe est inférieur à 15 K à la plus petite section de la tuyère ou du diaphragme.
- b) Pour la mesure de débits de vapeur, des pots de dégazage doivent être installés au même niveau que les prises de pression des éléments primaires, et à une distance adéquate pour

- g) The differential manometers before and after each test run shall show a zero reading less than about 0.1 % of the differential observed during that test run. At any time during the test run the average readings of the two manometers shall agree with one another within about 0.2 %, after correction for any calibration difference between the two sets of taps.
- h) The manometers should be 1.2 mm (or larger) bore precision-type and should be read with the aid of an antiparallax reader or other suitable means to within 0.25 mm. The mercury used shall be instrument-grade having less than one part per million of non-volatile residue. The manometer shall be scrupulously cleaned before the mercury is introduced.
- i) If pressure-transducers are used, precautions a) to g) are applicable as for manometers. In addition, they shall be calibrated before and after the test. Each calibration shall be done by raising and lowering the pressure. The tests are to be calculated with the mean calibrated values.

Long term stability of the transducers shall be carefully recorded. The transducers selected for differential pressure measurement for primary flow measurement should have an error not greater than 0.005 % of full scale plus 0.010 % of reading. A quartz Bourdon tube transducer can meet these requirements.

4.3.5 *Water flow fluctuation*

Flow measurements shall not be attempted unless the flow is steady or varies only slightly with time. The maximum allowable average amplitude of the manometer deflection is 1 % of the full load reading with higher frequencies than one-half the reading frequency and 5 % for lower frequencies. Variations in the flow shall be suppressed before the beginning of a test by very careful adjustment of flow and level controls or by introducing a combination of capacitance, such as bypassing flow around the pump, and resistance, such as throttling the pump discharge, in the line between the pulsation sources and the flow-measuring device. Damping devices on the manometers do not eliminate errors due to pulsations and, therefore, shall not be used. If the pulsations exceed the above values after every effort has been made to suppress them, mutual agreement is required before the test can be started.

4.3.6 *Secondary flow measurements*

In addition to the primary flow measurements covered by 4.3.1 and 4.3.2, 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 interested in 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 would not cause more than 0.1 % 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 following paragraphs apply:

- a) In passing through the flow-measuring device, the steam shall remain superheated. 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.
- b) For the measurement of steam flow, venting pots should be installed at the same elevation as the primary element pressure taps and at a suitable distance to ensure proper

assurer une condensation correcte. Les niveaux d'eau doivent être identiques, ou bien l'on doit déterminer leur différence. Les conduites de raccordement aux pots de dégazage doivent avoir un diamètre suffisant pour éviter la formation de bouchons d'eau.

- c) Les tuyauteries de raccordements aux manomètres doivent être installées avec une pente descendante continue. Après purge, un délai doit être observé pour la formation des colonnes d'eau et leur refroidissement. Une attention particulière doit être portée à la formation correcte des colonnes d'eau lors des mesures de pressions inférieures à la pression atmosphérique.

4.3.6.1 *Débits de vapeur soutirée alimentant les réchauffeurs d'eau*

Si la vapeur soutirée est surchauffée, son débit peut être calculé par bilan thermique du réchauffeur. La précision du résultat est faible lorsque l'échauffement de l'eau alimentaire dans le réchauffeur est faible.

Si la vapeur soutirée est humide, son débit peut être déterminé par mesure du débit de purge du réchauffeur. Pour chaque réchauffeur, l'erreur ne doit pas dépasser 0,5 % du débit.

Cette précaution peut être atteinte par un dispositif de mesure étalonné. Les débits de purge des réchauffeurs peuvent être mesurés par des dispositifs à pression différentielle; cependant, pour les réchauffeurs aux pressions les plus basses, la chute de pression disponible sur les purges est très faible. Dans ce cas, on utilisera des Venturi ou d'autres éléments primaires à faible perte de charge, de la précision requise, et l'on mesurera la pression différentielle de préférence avec un transducteur. Les tuyauteries de raccordement entre l'élément primaire et le transducteur doivent être aussi courtes que possible pour réduire les erreurs par amortissement des variations de pression correspondant à l'instabilité du débit; toutes précautions doivent être prises pour éliminer les bulles d'air dans ces tuyauteries. Si un transducteur est installé dans une zone à radioactivité élevée, ses tuyauteries de pression doivent être munies de vannes télécommandées, et cheminer jusqu'à une zone non radioactive, comme indiqué dans la figure 6, pour permettre l'étalonnage sur place pendant l'essai. La référence est un étalon secondaire dont l'erreur ne doit pas excéder 0,25 %. Les débits de purge des réchauffeurs sont souvent très instables et, pour minimiser l'erreur de mesure, la sortie du transducteur doit être échantillonnée au moins toutes les vingt secondes. La valeur utilisée pour déterminer le débit est établie à partir de la moyenne des racines carrées des lectures. L'incertitude de l'ensemble Venturi ou tuyère, transducteur et système de lecture est de 0,25 % à pleine charge et 0,5 % à demi-charge. Pour obtenir et conserver la précision désirée, le transducteur doit être monté sur un support antivibratoire dans une enceinte à température régulée, et un étalonnage sur place doit être fait pendant l'essai.

Lors du dimensionnement des tubes de Venturi, pour éviter la cavitation, il faudra rechercher le meilleur compromis entre le nombre de Reynolds, la perte de charge, le rapport des diamètres et la déviation de l'appareil de mesure, pour obtenir un coefficient critique de cavitation K inférieur à 0,2. Le coefficient K est donné par la formule:

$$K = \frac{P_{\text{col}} - P_{\text{sat}}}{\frac{\rho}{2} \cdot W_{\text{col}}^2} \quad (9)$$

Le problème dû à la cavitation peut être simplifié en disposant la tuyauterie de façon à augmenter la pression sur l'élément primaire de mesure pour obtenir un coefficient K supérieur à 0,2.

Si le débit de purge du réchauffeur est refroidi, l'effet de cavitation est également réduit. Un débit de vapeur soutirée humide peut également être calculé par bilan thermique du réchauffeur, si l'enthalpie de la vapeur soutirée est déterminée par une méthode utilisant des traceurs (voir 4.7.2).

condensation. The water levels have to be at the same elevation, otherwise differences are to be determined. The connecting piping to the venting pots should have a sufficiently large diameter to avoid the formation of water plugs.

- c) The connecting lines to the manometer have to 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 subatmospheric pressure.

4.3.6.1 *Extraction steam flows to feed heaters*

Provided that 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.

In wet steam cycles, extraction flows can be determined from heater drain flow measurements. At each measurement the error should not exceed 0.5% of the extraction flow.

This can be accomplished by using a calibrated flow measuring device. The heater drain flows can be measured using differential pressure devices; however, for the lowest pressure heaters, very little pressure drop is available. In these cases, Venturi tubes or other low head loss primary elements of the required accuracy should be used. The differential pressure across the nozzle, orifice plate or Venturi tube should preferably be measured with a transducer. The connecting piping between the transducer and the differential pressure device should be as short as possible to minimize damping errors due to unsteady flow and care shall be taken to eliminate air bubbles in this piping. Thus, it is possible that the transducers will be mounted in areas of high radioactivity which would require that pressure lines be run from the transducer to an uncontaminated area with appropriate remote-controlled valves to allow the transducers to be calibrated in place during the testing period, as shown in Figure 6. The calibrating reference should be a secondary standard where error does not exceed 0.25%. Heater drain flows are often very unsteady and to minimize errors due to such unsteady flow, the transducer output should be sampled at least every twenty seconds. The values used to determine flow for each measurement system should be based on the average of the square roots of the various readings. The uncertainty of this nozzle or Venturi/transducer/readout system is 0.25% at full-load and 0.5% at half load. In order to achieve and maintain the desired accuracy, the transducer should be shock-mounted in a temperature-controlled enclosure and in-place calibration provided during the test.

In sizing these Venturi tubes 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 than 0.2, where:

$$K = \frac{P_{\text{throat}} - P_{\text{sat}}}{\frac{\rho}{2} \cdot W_{\text{throat}}^2} \quad (9)$$

The cavitation problem may be reduced by providing a loop or seal or increasing the length of the loop seal to put more head on the meter so that the critical cavitation coefficient K 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 4.7.2).

4.3.6.2 *Purges des réchauffeurs haute pression*

Lorsque les appareils de mesure du débit principal sont installés à la sortie du dégazeur, et sauf si l'étanchéité des réchauffeurs HP a été vérifiée, leurs débits de purge doivent être mesurés avec des appareils capables d'une précision de $\pm 1\%$. Les appareils de mesure du débit principal doivent être installés de façon à ce que la pression minimale qu'ils supportent respecte la clause concernant la cavitation donnée en 4.3.6.1.

4.3.6.3 *Purges des séparateurs d'humidité et des resurchauffeurs*

Pour celles-ci, l'installation d'un dispositif de mesure de débit peut ne pas être réalisable, du fait que la pression disponible est inférieure à celle requise pour éviter la cavitation, cela pour des raisons tenant à la conception et au fonctionnement de la centrale. Dans ces circonstances, la technique des traceurs peut être utilisée pour mesurer le débit avec une précision qui ne devra pas affecter la comparaison de la consommation spécifique de chaleur avec les garanties de plus de 0,1 %.

4.3.6.4 *Consommation de vapeur de la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire de la chaudière*

Si un condenseur séparé existe, il est préférable de déterminer cette consommation par la mesure de débit du condensat.

Lorsque, dans un cycle à resurchauffe, la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire reçoit de la vapeur prélevée à la turbine principale en amont du resurchauffeur, le débit de vapeur consommée doit être mesuré pour permettre le calcul du débit de vapeur traversant le resurchauffeur. Le diaphragme ou la tuyère de mesure doit être démontable pour en permettre la vérification et l'étalonnage éventuel.

Deux manomètres ou transducteurs indépendants doivent être utilisés pour mesurer la pression différentielle, à moins que des vérifications avant essai n'aient démontré une très bonne concordance entre les deux lectures.

4.3.6.5 *Fuites des joints à labyrinthes de turbine*

Si des échappements vers l'extérieur, provenant des joints haute pression d'une turbine à condensation et resurchauffe, ne traversent pas le resurchauffeur, mais sont renvoyés dans le circuit à l'aval de ce resurchauffeur, le débit de ces échappements doit être mesuré séparément, si possible, par des dispositifs à pression différentielle. En effet, ces débits interviennent dans le calcul de la quantité de chaleur fournie par le resurchauffeur.

Si des joints à labyrinthes, assurant l'étanchéité contre des pressions internes ou externes, ont des échappements de vapeur à l'atmosphère, ou vers des points extérieurs au circuit de la turbine, le débit de ces échappements doit être mesuré, sauf accord entre les parties pour le négliger. Il est préférable de le diriger vers un condenseur séparé et de le mesurer sous forme de condensat.

4.3.6.6 *Débit d'eau de désurchauffe*

Lorsque de l'eau pulvérisée provenant du poste de réchauffage de l'eau alimentaire est utilisée pour régler la température de la vapeur surchauffée à l'admission turbine et, éventuellement, de la vapeur resurchauffée, le débit de cette eau doit être mesuré, sauf dans le cas où elle est prélevée à l'aval du dernier réchauffeur et du dernier dispositif de mesure du débit d'eau alimentaire.

4.3.6.7 *Débits des joints et du disque d'équilibre des pompes alimentaires*

L'eau envoyée aux joints pour étanchéité et refroidissement et l'eau revenant des pompes et retournant au circuit en différents points, représentent des débits considérables qui peuvent être directement ajoutés aux mesures de débit principal ou soustraites de ces mesures. Le nombre de mesures de débit, à faire sur les pompes alimentaires, dépend de l'emplacement du

4.3.6.2 *HP heater drains*

When the main flow meters are at the deaerator outlet, unless the HP heaters have been checked for leakage, the flow should be metered by a device capable of an accuracy within $\pm 1\%$. The flow meter should be situated in such a position that the minimum pressure is according to 4.3.6.1.

4.3.6.3 *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, also for reasons of plant design or operation. In these circumstances, the tracer technique can be used to measure the flow with an accuracy that will not affect the heat rate comparison with guarantee by more than 0.1 %.

4.3.6.4 *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 upstream of the reheater, the steam supplied shall be measured to enable the flow through the reheater to be determined. The metering orifice or nozzle should be removable for inspection and/or recalibration.

Two independent manometers or transducers should be used for measuring the differential pressure unless pre-test checks have shown that there is very good agreement between the two readings.

4.3.6.5 *Turbine gland leakages*

If the steam leakage outwards from the high pressure glands of a reheating condensing turbine does not pass through the reheater but is returned to the system at some point beyond the reheater, these steam flows shall be measured separately, if practicable, by differential pressure devices. These flows should be considered when determining the heat supplied by the reheater.

If any glands, sealing against internal or external pressure, are provided with leak-offs to atmosphere or to a point that is extraneous to the turbine system, this flow shall be measured unless agreed to be negligible. Preferably it should be taken to a separate condenser and measured as condensate.

4.3.6.6 *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, except in the case that the water is drawn from a position downstream of the final feed heater and the last feed water flow measuring device.

4.3.6.7 *Boiler feed pump gland sealing and balance water flow*

The amounts of water supplied to the feed pump glands for sealing and cooling purposes and the amounts of leak-off water returning to various parts of the systems are liable to be considerable. These amounts 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

dispositif de mesure du débit principal. Il faut utiliser des appareils de mesure normalisés ou étalonnés et il convient de s'assurer, avant l'essai, qu'ils sont en bon état.

4.3.6.8 *Variations du volume d'eau emmagasiné dans le circuit*

Les variations des quantités d'eau stockées dans le cycle d'essai doivent être prises en compte dans le calcul des débits de condensats et d'eau alimentaire.

Ces variations doivent inclure celles du puits de condenseur, de la bêche dégazante, des corps de réchauffeurs, et de toute capacité de purge ou de stockage ne pouvant pas être isolée du circuit.

Les variations de niveau, dans toutes les capacités de stockage, devront être mesurées à l'aide de règles graduées temporaires, fixées rigidement aux indicateurs de niveaux visibles permanents ou, en variante, par des transducteurs utilisés avec l'équipement d'enregistrement des données d'essai.

S'il y a une différence notable de température entre l'eau d'un réservoir et l'ambiance, et si l'on utilise un niveau visible extérieur, par exemple dans le cas de la bêche dégazante, les variations de niveau devront être converties en variations de masse d'eau contenue dans le réservoir en tenant compte de la masse volumique de l'eau dans le niveau.

Les niveaux en verre, raccordés aux réservoirs d'eau chaude, ne devront pas être vidés, pendant une période d'approximativement une demi-heure, avant d'effectuer une lecture, de façon à éviter une fausse indication de niveau, due au changement de température de la colonne d'eau.

Le temps étant un facteur critique dans la mesure des variations du niveau de l'eau, les lectures, lors de l'essai, doivent être soigneusement synchronisées avec les signaux de début et de fin d'essai.

4.3.6.9 *Détermination des fuites*

Lorsqu'il est impossible de mesurer les débits des fuites internes de la turbine et des pompes, des fuites aux joints d'arbre et aux tiges de soupapes, on retiendra pour ces débits les valeurs calculées.

4.3.7 *Débits secondaires occasionnels*

Les autres débits secondaires, dont la présence est relativement rare, ou qu'il n'est pas nécessaire de mesurer, sont les suivants:

4.3.7.1 *Vapeur de l'éjecteur*

Le débit de vapeur de l'éjecteur d'air peut être calculé à partir de la pression et de la température mesurées de la vapeur et de la section des tuyères. Lorsque la vapeur alimentant l'éjecteur est humide, il peut être préférable de retenir le débit calculé donné par le constructeur.

La quantité de vapeur extraite du condenseur, par les dispositifs d'extraction d'air, est généralement négligeable. Au cas où elle devrait être mesurée, la méthode de mesure de ce débit de vapeur doit faire l'objet d'un accord entre les deux parties intéressées à l'essai.

4.3.7.2 *Débit d'eau d'appoint*

Le débit éventuel d'eau d'appoint, introduit dans le circuit d'eau condensée, doit être mesuré à l'aide d'une tuyère, d'un diaphragme, d'un tube de Venturi, d'un compteur d'eau étalonné, ou d'un réservoir jaugé.

4.3.7.3 *Eau d'étanchéité*

Elle est utilisée en liaison avec des joints hydrauliques de turbines, de pompes de condensats, de soupapes d'échappement à l'atmosphère, par exemple. L'étanchéité devant être assurée en permanence, le débit d'eau d'étanchéité doit être mesuré et pris en compte.

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.

4.3.6.8 *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 hotwells, deaerator storage tanks, feed heater bodies and any storage or drain tanks that cannot be isolated from the system.

Water level changes in all storage vessels should be measured by temporary scales rigidly fixed close to the sight glasses of the permanently installed level gauges, or, alternatively, by transducers used in conjunction with test data-logging equipment.

If the temperature of the water in a vessel is appreciably different from the ambient temperature and an external gauge glass is employed, e.g. a deaerator storage tank, the density of water in the gauge glass should be used in the conversion of water level change to mass change in the vessel.

Gauge glasses which are connected to vessels containing hot water should not be blown 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.

4.3.6.9 *Leakage determination*

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

4.3.7 *Occasional secondary flows*

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

4.3.7.1 *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 of this steam flow shall be agreed upon by the parties interested in the test.

4.3.7.2 *Make-up flow*

Make-up flow to the condensate system, if any, shall be determined by means of a nozzle, orifice or a Venturi tube, by means of a calibrated water meter or by a volumetric tank.

4.3.7.3 *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 and an appropriate allowance made.

En variante, les joints hydrauliques dont les fuites reviennent au circuit des condensats, y compris le joint d'une pompe à air, peuvent être alimentés par un condensat dérivé en amont du dispositif de mesure du débit. Tous les trop-pleins doivent être renvoyés au circuit. Cette méthode évite la mesure des fuites. On doit s'assurer qu'il n'y a pas d'accumulation variable dans le circuit d'étanchéité et pas de possibilité de fuite d'eau d'étanchéité ailleurs que dans le circuit des condensats. Si des fuites externes aux joints ne peuvent être évitées, il faut mesurer leur débit et l'ajouter au débit des condensats.

4.3.7.4 *Echappement de vapeur auxiliaire*

Tout échappement de vapeur auxiliaire, qui pénètre normalement dans le condenseur, doit être détourné ailleurs pendant toute la durée de l'essai, ou mesuré. Lors du choix du meilleur emplacement pour le dispositif de mesure, il convient d'apporter une attention particulière à la perte de charge nette et au risque de vaporisation par détente au col.

4.3.8 *Masse volumique d'eau et de vapeur*

La masse volumique de l'eau utilisée pour le calcul du débit masse est déterminée à partir d'une température mesurée avec précision et d'une pression connue avec une bonne approximation. La température doit être mesurée avec un appareil de mesure de précision étalonné. Si un appareil de mesure spécial est utilisé, il devra être placé à une distance au moins égale à 10 diamètres du tuyau en aval de l'élément principal de mesure. On peut également utiliser la moyenne des températures à la sortie du réchauffeur amont et à l'entrée du réchauffeur aval, à condition qu'aucun débit extérieur ne s'introduise entre les deux, et que la température soit prise à au moins 10 diamètres en aval du réchauffeur pour obtenir une température homogène.

La masse volumique de la vapeur nécessaire au calcul du débit masse est déterminée à partir des mesures de pression, effectuées à l'aide d'un manomètre de précision, et de température effectuées à l'aide d'un appareil de mesure de précision ou d'un thermomètre à résistance. Les niveaux de référence pour la détermination de la masse volumique doivent être retenus suivant la procédure d'étalonnage ou suivant la spécification du dispositif de mesure de débit.

4.3.9 *Détermination du débit d'eau de refroidissement du condenseur*

La détermination de ce débit n'est utile que dans le cas où les mesures des performances du condenseur sont incluses dans les performances garanties du groupe turboalternateur.

Dans de nombreux cas, il n'est pas possible ou pas pratique de faire une mesure directe de ce débit, en raison de nombreuses difficultés techniques. Le débit d'eau de refroidissement s'obtient alors par un bilan thermique.

Le débit d'eau de refroidissement peut être mesuré. Si la mesure est faisable, l'une des méthodes suivantes peut être utilisée:

- a) tuyères ou diaphragmes normalisés placés dans la conduite;
 - b) tubes de Venturi ou leur équivalent placés dans la conduite;
 - c) moulinets hydrométriques;
 - d) tubes de Pitot, si leur pression différentielle est jugée suffisante pour la précision requise;
 - e) déversoir de jaugeage à échancrure.
- Il existe d'autres méthodes de mesure, plus simples à mettre en œuvre, qui peuvent être utilisées au prix de connaissances et de précautions suffisantes:
- f) méthodes de dilution utilisant des traceurs chimiques ou radioactifs;
 - g) techniques par ultrasons.

Alternatively, seals whose leakage goes into the condensate system, including that for a wet air pump, may be sealed with condensate that has not reached the point where its flow is determined. Any overflows shall be returned to the same point. With this method no measurement of this leakage is necessary. 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.

4.3.7.4 *Auxiliary exhaust steam*

Any auxiliary exhaust steam that normally enters the condenser shall either be diverted elsewhere during the period of 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.

4.3.8 *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 pressures, using a precision gauge, and temperature, using a precision instrument or resistance thermometer. The reference planes for the density determination are to be taken according to the calibration procedure or the standard of the flow measuring device.

4.3.9 *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 not practicable because of technical difficulties. The cooling water flow can be determined conveniently by a heat balance calculation.

The quantity of the condenser cooling water 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) weir-notch method.

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

- f) dilution methods using chemical or radioactive tracers;
- g) ultrasonic techniques.

4.4 *Mesures de pression (sauf la pression d'échappement des turbines à condensation)*

4.4.1 *Pressions à mesurer*

La pression de la vapeur à l'admission de la turbine doit être mesurée à l'amont de la vanne d'arrêt de la turbine, aussi près que possible de cette vanne, et à l'amont du filtre à vapeur si celui-ci a été fourni par le constructeur aux termes du contrat de la turbine. La pression de vapeur, à l'admission turbine, doit être mesurée à l'aval des organes qui n'ont pas été fournis au titre du contrat de la turbine, sauf spécification contraire de ce contrat.

Le filtre à vapeur doit être propre. S'il y a un doute à ce sujet, de la part d'une des parties intéressées à l'essai, le filtre doit être examiné au préalable et nettoyé si nécessaire.

Les pressions devront également être mesurées aux entrées des différents corps de la turbine principale, à l'admission et à l'échappement de la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire (si elle est intégrée au poste de réchauffage de l'eau alimentaire) et aux deux extrémités des tuyauteries de vapeur soutirée, ainsi qu'à l'aspiration et au refoulement de toutes les pompes des circuits d'eau condensée et d'eau alimentaire.

Chaque fois que c'est possible, les prises de pression doivent être situées sur des tronçons rectilignes de tuyauterie et loin de toute perturbation de l'écoulement.

Les pressions mesurées pendant les essais de turbines à vapeur doivent être des pressions statiques.

4.4.2 *Instruments*

On doit utiliser des manomètres à poids mort, des manomètres d'essai à tube de Bourdon ou des manomètres à mercure. Tous ces appareils peuvent être remplacés par des transducteurs de plage de mesures appropriée et de précision équivalente (voir 4.4.2.5).

Il ne faut pas atténuer les pulsations de pression en étranglant la vanne du manomètre ou en utilisant un amortisseur industriel. On peut utiliser une chambre d'équilibre.

4.4.2.1 *Mesures de pressions supérieures à 250 kPa (2,5 bar)*

Pour les pressions supérieures à celles que peuvent mesurer les manomètres à liquide, soit environ 250 kPa s'il s'agit de mercure, les manomètres à poids mort sont recommandés. La liberté de mouvement en rotation du piston doit être vérifiée pendant l'essai.

4.4.2.2 *Mesure des pressions inférieures à 250 kPa (2,5 bar) mais supérieures à la pression atmosphérique*

Pour les pressions inférieures à 250 kPa mais supérieures à la pression atmosphérique, on peut utiliser un manomètre à poids mort, un manomètre Bourdon ou, de préférence, un manomètre à mercure.

Si on utilise des manomètres à mercure pour des pressions inférieures à 250 kPa, mais supérieures à la pression atmosphérique, on doit prendre les mêmes précautions que celles indiquées en 4.4.2.3.

4.4.2.3 *Mesure des pressions inférieures à la pression atmosphérique*

On doit utiliser des manomètres à mercure (voir 4.1.5) pour la mesure des pressions inférieures à la pression atmosphérique.

Les tubes de manomètres à mercure doivent être en verre de haute qualité, exempt de plomb, de préférence d'un diamètre intérieur d'au moins 10 mm aux endroits où se font les lectures.

Lorsque l'on doit mesurer avec grande précision de faibles différences de pression, l'huile de silicone remplace avantageusement le mercure comme liquide manométrique.

4.4 *Pressure measurement (excluding condensing turbine exhaust pressure)*

4.4.1 *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.

4.4.2 *Instruments*

Deadweight gauges, Bourdon tube type test gauges or mercury manometers shall be used. All of these instruments can be replaced by transducers of suitable measuring range and equivalent accuracy (see 4.4.2.5).

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.

4.4.2.1 *Measurement of pressure above 250 kPa (2.5 bar)*

For pressure above the range of liquid manometers, i.e. above approximately 250 kPa if mercury is being used, deadweight gauges are recommended. The freedom of the pistons to rotate shall be checked during the test.

4.4.2.2 *Measurement of pressure below 250 kPa (2.5 bar), but above atmospheric pressure*

For any pressure below 250 kPa, but above atmospheric pressure, a deadweight gauge, Bourdon gauge or preferably a mercury manometer may be used.

If mercury manometers are used for pressures below 250 kPa, but above atmospheric, then precautions to be taken are the same as those given in 4.4.2.3.

4.4.2.3 *Measurement of pressures below atmospheric pressure*

Mercury manometers (see 4.1.5) shall be used for measuring pressures below atmospheric.

The tubing for mercury manometers shall be high-grade lead-free glass, preferably not less than 10 mm bore in the region where readings will be taken.

Where small pressure differences must be measured with high accuracy, silicone oil may advantageously be used as the manometer fluid in place of mercury.

4.4.2.4 *Liquides pour manomètres*

Le liquide utilisé doit être approprié à l'utilisation et avoir une masse volumique connue.

Le mercure utilisé dans les manomètres doit être pur et exempt de matières étrangères de toute nature. Le mercure pur à 273 K a une masse volumique de 13 660 kg/m³.

Dans le cas de lectures importantes à basse pression, dont l'exactitude est susceptible d'influer sur les résultats de l'essai, du mercure pur doit être substitué au mercure existant dans le manomètre, si l'on a des doutes quant à la pureté. La purification du mercure implique des difficultés techniques et ne doit pas être entreprise par une personne manquant d'expérience en la matière.

4.4.2.5 *Transducteurs*

Il est possible d'effectuer des mesures de pression précises avec des transducteurs, à condition que leur utilisation soit bien connue, et qu'ils aient été correctement installés et entretenus. Les transducteurs sont généralement reconnus comme étant des appareils de mesure plus fragiles que les manomètres à poids mort ou autres manomètres, et doivent donc être traités comme tels. Quelle que soit son utilisation, un transducteur devra être étalonné avant et après l'essai.

Il convient de placer un transducteur en un point non soumis aux vibrations ni à la pollution ni à de grandes variations de température ambiante, telles que celles dues à une porte ouvrant sur l'extérieur.

Si le transducteur est sensible aux variations d'environnement (température par exemple), un délai suffisant doit être laissé au système (2 h pour un transducteur à quartz type Bourdon, par exemple) pour se stabiliser avant lecture. Une lecture de zéro doit être effectuée avant et après chaque essai.

4.4.3 *Prises de pression et tuyauteries de raccordement*

Les orifices pour la mesure des pressions doivent être percés perpendiculairement à la surface intérieure de la conduite. Le bord intérieur du trou doit être exempt de bavures et avoir une arête vive. La prise de pression doit être rectiligne et de section uniforme sur une longueur égale à au moins deux fois son diamètre. Les tuyauteries de raccordements de cette prise de pression aux appareils de mesure doivent être exemptes d'incrustations, produits de corrosion ou autres obstructions.

4.4.3.1 *Pressions supérieures à 250 kPa (2,5 bar)*

L'orifice de la prise de pression mentionnée ci-dessus en 4.4.3 doit avoir un diamètre compris entre 6 mm et 12 mm. La tuyauterie de raccordement doit avoir au moins 6 mm de diamètre et doit être métallique et non calorifugée, de façon à accélérer la condensation. La tuyauterie doit être purgée pour en chasser l'air à travers le robinet du manomètre, avant montage du manomètre. Si cela n'est pas possible, un robinet de purge séparé peut être installé aussi près que possible du robinet de manomètre. Après une purge, on doit laisser la tuyauterie de raccordement se refroidir de façon à ce que l'eau s'accumule, avant d'ouvrir le robinet du manomètre.

Les manomètres dont l'indication influe sur le résultat des essais doivent être placés de telle façon que la correction de colonne d'eau soit nulle ou négligeable; si cela n'est pas possible, on peut installer le manomètre au-dessus, ou de préférence au-dessous de la prise. En tout cas, la tuyauterie de raccordement doit être aussi courte que possible et l'on doit prendre des mesures pour s'assurer que la tuyauterie est entièrement remplie d'eau.

Si le manomètre est au-dessus d'une conduite de vapeur on doit prévoir un syphon, ou un serpentín, de façon à aménager une poche dans laquelle l'eau peut s'accumuler, et ainsi protéger le manomètre contre la vapeur chaude lors de l'ouverture du robinet du manomètre.

4.4.2.4 *Liquids for manometers*

The liquid used shall be suitable for the application, and be of known density.

Mercury used in manometers shall be pure and free from foreign matter of any kind. Pure mercury at 273 K has a density of 13 660 kg/m³.

For important low pressure readings, the accuracies of which influence the results of the test, when a doubt arises as to the purity of the mercury in the manometer, pure distilled mercury shall be substituted. The purification of the mercury involves technical difficulties and should not be undertaken by persons inexperienced in this work.

4.4.2.5 *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. It should be recognized that a transducer is, in general, a more delicate instrument than a dead weight gauge or a manometer, and it should be treated as such. Regardless of the transducer application it should be calibrated before and after the test.

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

4.4.3 *Pressure tapping holes and connecting lines*

Holes for measuring pressures shall be drilled at right angles to the inner surface of the pipe. The inner rim of the hole shall be free from burrs, having its edge sharp and square. For a length of at least twice its diameter, the hole shall be straight and of uniform bore. Connecting pipes from this hole to the measuring instrument shall be free from scale, corrosion products or other obstructions.

4.4.3.1 *For pressures above 250 kPa (2.5 bar)*

The pressure hole mentioned in 4.4.3 above shall have between 6 mm and 12 mm bore. The connecting line shall have not less than 6 mm bore and be uninsulated metal pipe to promote rapid condensation. The line shall be vented to free it from air through the gauge cock before the gauge is fitted. If this is not convenient, a separate vent cock may be fitted as near the gauge as possible. After venting, the connecting line shall be allowed to cool so that water accumulates before opening the gauge cock.

Pressure gauges, the indication of which influences the results of the test, shall be so located that the correction for water head is nil or negligible; if this is not convenient, the gauge may be mounted above or preferably below the tapping point. In any case, the connecting line shall be as short as practicable and steps shall be taken to ensure that the line is completely filled with water.

When the gauge is above the steam pipe, a siphon tube or convolution shall be included to provide a pocket in which water can accumulate and so protect the gauge from hot steam on opening the gauge cock.

4.4.3.2 Pressions inférieures à 250 kPa (2,5 bar), mais supérieures à la pression atmosphérique

Si l'on utilise un manomètre à poids, ou un manomètre Bourdon, il doit être situé au-dessous de la prise, et on doit installer, à proximité immédiate de la conduite de vapeur, un pot de condensation non calorifugé, avec un trop-plein évacuant l'eau vers la conduite de vapeur afin d'assurer un niveau constant; la correction de colonne d'eau est conforme à 4.4.7.1. On doit prendre les précautions indiquées en 4.4.2.1 et 4.4.3.1.

Si l'on utilise un manomètre à mercure (voir 4.1.5), on doit alors disposer un pot de condensation non calorifugé au-dessus de la prise, à laquelle il est raccordé par un tube calorifugé d'au moins 12 mm de diamètre intérieur; ce tube doit avoir une pente descendante sans boucle ni poche, de façon à permettre l'écoulement de l'eau condensée. Le pot de condensation est relié au manomètre à mercure placé au-dessous de lui par un tuyau non calorifugé d'au moins 6 mm de diamètre intérieur.

La correction de colonne d'eau (correction négative) est conforme à 4.4.7.1.

4.4.3.3 Pressions inférieures à la pression atmosphérique

Les manomètres à mercure doivent être situés au-dessus de la prise de pression et l'on doit prendre des dispositions pour s'assurer que la tuyauterie de raccordement est entièrement exempte d'eau.

La prise de pression, mentionnée en 4.4.3 ci-dessus, doit avoir un diamètre de 12 mm. La tuyauterie de raccordement doit avoir au moins 6 mm de diamètre intérieur et il convient d'utiliser des tubes de caoutchouc à parois épaisses qui réduisent la condensation. La tuyauterie doit avoir une pente régulière descendante depuis le manomètre jusqu'à la prise de façon à assurer un bon écoulement de l'eau. Un raccord en T doit être installé dans la tuyauterie de raccordement du côté du manomètre pour permettre le soufflage d'air dans la tuyauterie, de façon à la débarrasser de toute humidité susceptible de s'accumuler sur les parois intérieures du tuyau. La vanne d'introduction de l'air de balayage doit être parfaitement étanche en position de fermeture. Il ne sera nécessaire de purger fréquemment que si la pente du tuyau de raccordement est faible. S'il existe un risque quelconque de rupture du manomètre à mercure et d'introduction de mercure dans la conduite de vapeur, on peut installer un piège de récupération à l'extrémité du tuyau de raccordement du côté du manomètre. Il n'est pas nécessaire de disposer d'un robinet à l'extrémité du tuyau de raccordement du côté du manomètre, mais on doit prévoir un robinet à la prise sur la tuyauterie de vapeur.

4.4.4 Robinets d'isolement

Un robinet d'isolement approprié doit être monté à chaque prise de pression et, pour les pressions élevées, il doit y avoir un second robinet du côté manomètre sur la tuyauterie de raccordement.

4.4.5 Etalonnage des appareils de mesure de pression

Les manomètres Bourdon et les transducteurs doivent être étalonnés, avant et après l'essai, à une température voisine de celle à laquelle ils sont utilisés pendant l'essai, par comparaison avec un manomètre à poids mort de précision.

La précision des manomètres à poids mort doit être vérifiée avant l'essai, par comparaison avec un manomètre à poids mort de précision.

La précision requise pour un transducteur doit être déterminée par le calcul de l'incidence qu'une erreur de mesure de pression a sur la consommation de chaleur.

4.4.6 Pression atmosphérique

La pression atmosphérique à laquelle sont rapportées les indications des manomètres ou colonnes de mercure doit, si possible, être déterminée au moyen d'un baromètre à mercure en verre. Ce baromètre doit être situé aussi près que possible des manomètres, dans la même

4.4.3.2 *For pressures below 250 kPa (2.5 bar), but above atmospheric pressure*

If deadweight or Bourdon gauges are used, they shall be situated below the tapping point; an uninsulated condensing vessel is to be installed close to the steam pipe having an overflow to the steam pipe in order to secure a constant level height with the correction for water head as in 4.4.7.1. Precautions given in 4.4.2.1 and 4.4.3.1 shall be taken.

If mercury manometers (see 4.1.5) are used, then an uninsulated condensing vessel shall be arranged above the tapping point to which it is connected by an insulated tube of at least 12 mm inside diameter; this tube shall slope downwards without loops or pockets to permit the condensation to drain back. The condensing vessel is connected to the mercury manometer below it by an uninsulated pipe of at least 6 mm inside diameter.

The correction for water head (to be subtracted) is the same as in 4.4.7.1.

4.4.3.3 *For pressures below atmospheric pressure*

Mercury manometers shall be situated above the tapping point and steps shall be taken to ensure that the connecting line is completely free from water.

The diameter of the pressure hole mentioned in 4.4.3 above shall be 12 mm. The connecting line shall be not less than 6 mm bore and thick walled rubber tubing is suitable as it minimizes condensation. The line shall have a continuous slope from the manometer to the tapping point to ensure free drainage. A tee piece shall be fitted in the connecting line at the manometer end to allow purging air to be drawn into the line and free it from any moisture that may be accumulating on the inner wall of the connecting pipe. The valve admitting purging air shall be absolutely tight when closed. Frequent purging will be necessary only if the slope of connecting line is not very great. If there is any danger of the mercury manometer being broken and mercury drawn into the steam pipe, then a catch pot may be fitted on the manometer end of the connecting line. No gauge cock is necessary on the manometer end of the line, but a cock shall be provided at the tapping point on the steam pipe.

4.4.4 *Shut-off valves*

A suitable shut-off valve should be installed at each pressure tapping point, and for higher pressures there should be a second valve at the gauge end of the connecting line.

4.4.5 *Calibration of pressure measuring devices*

Bourdon gauges and transducers shall be calibrated before and after the test at approximately the temperature at which they are used during the test against an accurate deadweight tester.

The accuracy of deadweight gauges shall have been checked against an accurate deadweight tester before use.

The required accuracy of a transducer should be determined by calculating the effect an error in the pressure measurement has on heat rate.

4.4.6 *Atmospheric pressure*

The atmospheric pressure to which mercury manometers or columns are referred shall, wherever practicable, be determined by means of a mercury-in-glass barometer. This barometer should be located as near as practicable at the same elevation as that of the

pièce et au même niveau. Si on ne dispose pas de cet appareil, on doit déterminer la pression atmosphérique par l'une des méthodes suivantes, ou par les deux:

- a) Indication fournie au moment de l'essai par un service météorologique local officiel, corrigée de la différence d'altitude entre la station météorologique et la turbine.
- b) Lecture d'un baromètre type anéroïde ou autre, à condition que son exactitude et son adaptation à la mesure soient certifiées par un organisme agréé.

Le baromètre doit être du type à tube de verre et à mercure ou d'un autre type ayant la même précision, certifié par une autorité nationale agréée. Le diamètre intérieur du tube de verre du baromètre doit être d'au moins 6 mm.

Si un doute sérieux est émis par une des parties quant à l'exactitude du baromètre utilisé, ce dernier doit être comparé avec un baromètre du bureau météorologique local agréé, ou un baromètre équivalent, si les deux parties sont d'accord. À défaut, le baromètre doit être vérifié par un laboratoire agréé et selon des méthodes sur lesquelles les deux parties sont d'accord.

4.4.7 Corrections des lectures

Il convient de faire la moyenne des lectures relevées pendant la période d'essai et corriger cette moyenne comme suit:

Les relevés effectués par tous les dispositifs de mesure ayant une colonne d'eau dans la tuyauterie de raccordement devront être corrigés en additionnant la pression équivalente à la colonne d'eau lorsque le manomètre est au-dessus de la prise de pression et en la soustrayant lorsque le manomètre est en dessous de la prise de pression.

Une correction d'étalonnage doit être appliquée pour tous les dispositifs de mesure de pression qui ont été étalonnés.

Les pressions mesurées au moyen de manomètres à liquide et de baromètres à mercure en verre doivent être calculées en conformité avec l'ISO 31/111 en prenant en compte:

- a) la moyenne des lectures;
- b) la correction de longueur d'échelle, en fonction de la température;
- c) les corrections de capillarité des manomètres à une seule branche, à moins qu'ils ne soient équipés de tubes d'un diamètre supérieur ou égal à 12 mm;
- d) la masse volumique du liquide (en prenant en compte le liquide de la branche opposée);
- e) l'accélération locale de la pesanteur, pour ramener les lectures à la valeur qu'elles auraient si la pesanteur au point où se trouve l'instrument avait la valeur standard internationale de 9,80665 m/s²;
- f) la pression ambiante dûment corrigée, pour les manomètres à liquide uniquement;
- g) la différence de niveau entre la prise de pression et l'appareil, et la différence de pression en fonction de la masse volumique du fluide et de la pesanteur.

4.4.7.1 Corrections de colonne d'eau

Pour obtenir la pression correcte à la prise, on doit ajouter à la lecture la pression équivalente à la colonne d'eau entre la prise sur la conduite de vapeur et l'axe du manomètre (quand le manomètre est au-dessus de la prise) ou l'en retrancher (quand il est au-dessous):

$$\Delta p = H \rho g \quad (10)$$

où:

H est la distance verticale entre la prise et l'axe des manomètres

ρ est la masse volumique de l'eau à température ambiante

g est l'accélération locale de la pesanteur

manometers and in the same room. If this instrument is not available, the atmospheric pressure shall be determined from one or both of the following:

- a) A reading taken at the time of the test from a local recognized weather bureau, corrected for the difference of elevation of the weather bureau and the turbine.
- b) An aneroid or other type of barometer, provided that its accuracy and suitability are certified by a recognized authority.

The barometer shall be of the mercury-in-glass type or other type of equivalent accuracy, certified by a recognized national authority. The bore of the glass tube of the barometer shall be not less than 6 mm.

Should a reasonable doubt arise on the part of either party as to the accuracy of the barometer that is to be employed, the barometer may be compared with a barometer of the local recognized weather bureau, or equivalent, if this is satisfactory for both parties. Failing this, the barometer shall be checked by a laboratory of recognized standing by means to be agreed upon.

4.4.7 *Correction of readings*

The readings should be averaged over the test period and then corrected as follows:

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.

A calibration correction shall be applied to those pressure-measuring devices which have been calibrated.

The pressures measured by means of liquid manometers and mercury-in-glass barometers shall be calculated in accordance with ISO 31/111 taking into account:

- a) the average of readings;
- b) the correction of the length of the scale on account of temperature;
- c) capillarity corrections for single leg manometers, unless they have tubes of not less than 12 mm diameter;
- d) density of the liquid (taking into account the liquid in the opposite leg);
- e) local acceleration due to gravity, to reduce the readings to the value which would be obtained if gravity at the location of the instrument had the international standard value of 9.80665 m/s^2 ;
- f) for liquid manometers only, the ambient pressure duly corrected;
- g) difference in elevation and gravity, of tapping point and instrument, with density of the fluid.

4.4.7.1 *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:

$$\Delta p = H \rho g \quad (10)$$

where:

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

ρ is the density of water at the ambient temperature

g is the local acceleration due to gravity

4.4.7.2 *Corrections des lectures de baromètre*

Les lectures des baromètres doivent d'abord être ramenées à la valeur qu'elles auraient si le mercure était à 273 K et corrigées pour la longueur d'échelle ramenée à une température de référence. Cette température de référence pour l'échelle est généralement 273 K dans les pays utilisant le système métrique.

Ces lectures de baromètre doivent ensuite être corrigées pour tenir compte de la capillarité du mercure, sauf si la graduation de l'appareil est disposée pour donner une lecture comprenant cette correction de capillarité.

Les lectures doivent ensuite être corrigées en fonction de la différence éventuelle d'altitude entre le baromètre et le manomètre à liquide, dont la lecture est corrigée en fonction de la pression ambiante.

On doit enfin corriger les lectures en fonction de l'accélération de la pesanteur au lieu de l'essai. On trouve les valeurs des différents facteurs de correction dans plusieurs tables agréées de valeurs normales, telles que les tables de l'Organisation météorologique mondiale, celle des Offices météorologiques nationaux, les tables Smithsonian, etc.

4.5 *Mesure de la pression d'échappement des turbines à condensation*

4.5.1 *Généralités*

L'instrumentation d'essai devra donner la pression statique moyenne à l'entrée du condenseur, pour chacun des échappements basse pression de la turbine. Cette instrumentation doit, en principe, être constituée par des séries distinctes de prises de pression reliées à des manomètres, de préférence individuellement, ou successivement par l'intermédiaire de dispositifs de commutation appropriés.

Les règles définies ci-après s'appliquent à toutes les configurations de condenseur. Il est reconnu, toutefois, que ces règles s'appliquent plus facilement aux condenseurs situés sous la turbine qu'aux condenseurs à montage latéral, particulièrement lorsqu'ils sont intégrés à la turbine. Lorsqu'il est pratiquement impossible de satisfaire aux conditions précisées dans les paragraphes ci-après, les parties concernées devront convenir mutuellement de moyens de mesure de remplacement en s'inspirant le plus possible des idées directrices contenues dans la présente norme.

4.5.2 *Plan de mesure*

Sauf spécification contraire du contrat, l'entrée du condenseur doit être retenue comme plan de mesure, tant pour la turbine que pour le condenseur. Les condenseurs modernes sont de quatre types: transversal ou axial sous la turbine, séparé ou intégré latéral. Pour le premier type, l'entrée du condenseur est généralement confondue avec la bride d'échappement de la turbine. Pour les trois autres types, il est plus difficile de définir l'entrée du condenseur. Dans ces cas, l'entrée du condenseur devra être définie par un ou plusieurs plans situés aussi près que possible des faisceaux tubulaires.

4.5.3 *Prises de pression*

Si la répartition de la pression n'est pas connue, la pression statique d'échappement doit être mesurée à la bride d'échappement, ou de part et d'autre et au voisinage de celle-ci, en utilisant au moins un manomètre par $1,5\text{ m}^2$ de la section du conduit d'échappement. De façon à limiter le nombre des mesures, des points particuliers dont la précision est vérifiable peuvent être choisis, mais en aucun cas il ne doit être effectué moins de deux mesures par flux d'échappement, et il est peu probable que plus de huit mesures soient nécessaires. La pression à retenir est la moyenne des lectures de tous les manomètres. Toute différence supérieure à 0,3 kPa entre des lectures simultanées doit faire l'objet de recherche.

Pour les turbines à plusieurs échappements, l'instrumentation doit donner la pression statique moyenne d'échappement, pour chaque échappement, à l'entrée du condenseur.

4.4.7.2 *Barometer reading corrections*

Barometers shall first be corrected to mercury at 273 K with appropriate allowance for the reference temperature of the scale. The reference temperature for the scale in metric countries is usually 273 K.

Barometers shall secondly need to be corrected for capillary depression of the mercury. The scale of a mercury-in-glass barometer shall be set so as to correct for this, in which case no capillarity corrections shall be applied.

Barometers are thirdly to be corrected for difference in elevation if any, between a barometer and any of the mercury pressure reading devices that are referred to it.

A fourth correction shall be made for gravity at the location of the test. Values of the various correction factors may be found in several recognized tables of standards such as those of the World Meteorological Organization, the Tables of the National Weather Bureau, the Smithsonian Tables, etc.

4.5 *Condensing turbine exhaust pressure measurement*

4.5.1 *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, preferably connected individually or consecutively by use of suitable switching devices.

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 be found virtually impossible 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.

4.5.2 *Plane of measurement*

Unless specified otherwise in the contract documents the condenser inlet 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 condenser inlet generally is identified with the turbine exhaust flange. For the other three types of condenser it is more difficult to identify the condenser inlet. In such cases the condenser inlet should be placed in one or more planes as close as practicable to the condenser tube nests.

4.5.3 *Pressure taps*

If the pressure distribution is unknown, the exhaust static pressure shall be measured at, or on either side of, and adjacent to, the exhaust flange, employing not fewer than one measurement for each 1.5 m² of exhaust conduit area. In order to limit the number of measurements, special locations of demonstrable accuracy may be used, but in no case shall there be fewer than two per exhaust annulus; it is unlikely that more than eight per exhaust annulus will be required. The pressure to be considered is the average of all of them. A discrepancy in excess of 0.3 kPa between simultaneous readings shall be cause for investigation.

For multi-exhaust turbines the instrumentation should give the mean static exhaust pressure at the condenser inlet from each individual low pressure exhaust.

Dans le cas de sections d'échappement de petites dimensions ne nécessitant pas plus de quatre manomètres, toutes les prises de pression peuvent être situées dans les parois de l'échappement, de préférence en des endroits où les parois sont planes et parallèles à la direction de l'écoulement, et où l'écoulement présente le plus de chances d'être uniforme. Lorsque plus de quatre prises sont nécessaires, les autres prises doivent de préférence pénétrer à l'intérieur de la section de l'échappement; dans ce cas, les prises de pression doivent être munies de plaques de guidage disposées de manière que l'écoulement de vapeur soit perpendiculaire à l'orifice de la prise de pression. Si l'échappement est muni de nervures ou d'entretoises situées dans l'écoulement de vapeur, quelques-unes des prises de pression doivent être percées dans ces nervures ou ces entretoises de manière que leur ouverture soit perpendiculaire aux nervures et les affleure. Les orifices des prises de pression d'échappement doivent être répartis sur toute la section de l'échappement et, autant que possible, au centre de zones d'égales surfaces.

Les prises de pression qui traversent les parois du conduit d'échappement et les nervures situées dans l'écoulement doivent être perpendiculaires à cette paroi, ou à la surface de ces nervures, et doivent affleurer la surface. L'orifice à l'extrémité libre doit avoir 12 mm de diamètre, et son arête doit être uniformément arrondie avec un rayon ne dépassant pas 0,8 mm. L'autre extrémité de l'orifice peut avoir toute dimension convenant au raccordement de la tuyauterie. Les prises de pression dans les parois des échappements ou dans les nervures situées dans l'écoulement de vapeur doivent être munies chacune d'une plaque de guidage de la vapeur d'eau d'au moins 300 mm × 300 mm, centrée par rapport à la prise, mise en forme pour épouser la courbure de la paroi et située de 5 à 7 cm de l'ouverture.

Après accord mutuel entre les deux parties, des prises de pression spéciales représentées dans la figure 7 et dans la figure 8 ou des équipements équivalents de précision éprouvée peuvent être utilisés à la place des prises à la paroi, sous réserve qu'ils soient parfaitement décrits dans le rapport d'essai.

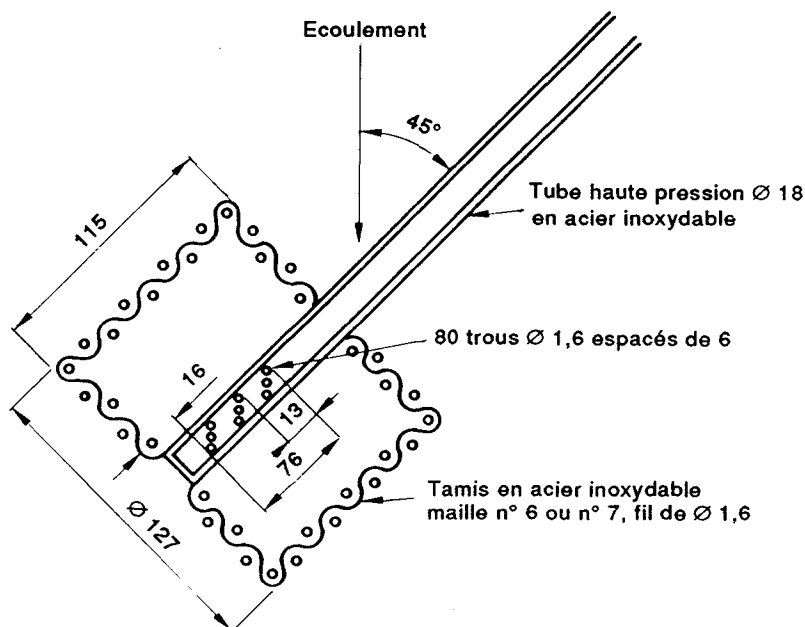


FIG. 7. — Prise de pression à panier.

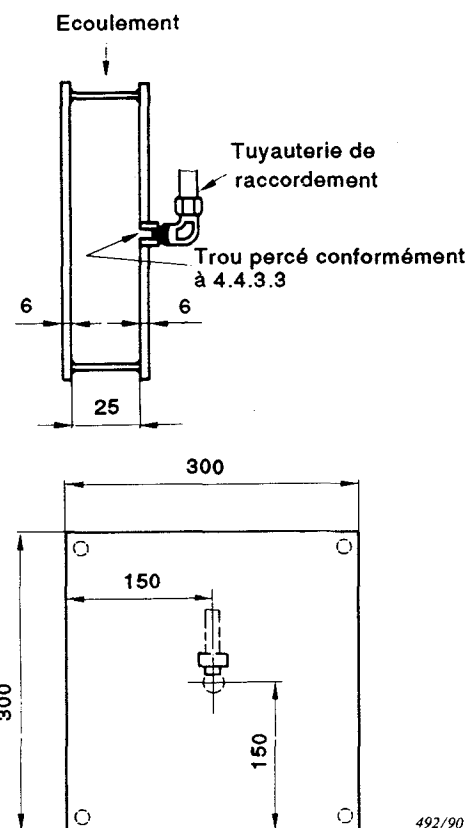


FIG. 8. — Prise de pression à plaques de guidage.

For small exhaust conduits requiring not more than four gauges; where the walls are straight in the direction of flow and where the flow is likely to be uniform, all the connections may be located in the walls of the conduit. Where more than four gauges are required, some of the remaining pressure taps shall preferably be carried into the interior of the conduit, in which case the pressure holes shall be provided with guide plates arranged so that the steam flow is perpendicular to the opening. If the exhaust conduit is provided with ribs or braces traversing the steam space some of the gauge piping connections shall pass through them with the opening flush and normal to the surface of the rib. The terminals of exhaust pressure gauge connections shall be distributed over the entire exhaust conduit area and so that they will be centred, as closely as practicable in equal areas.

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 shall be 12 mm in diameter and uniformly rounded to a radius not exceeding 0.8 mm. The other end of the hole may be of any size suitable for pipe connection. Gauge connections in the walls of exhaust conduits, or in ribs traversing the steam space shall each be provided with a guide plate of not less than 300 mm × 300 mm, located centrally about the pressure tap, bent to conform to the curvature of the wall and located from 5 to 7 cm from the opening.

Upon agreement by the parties to the test, special pressure tips and baskets such as shown in Figure 7 and Figure 8 or equivalent devices of demonstrated accuracy may be employed in place of the flush holes, provided they are completely described in the test report.

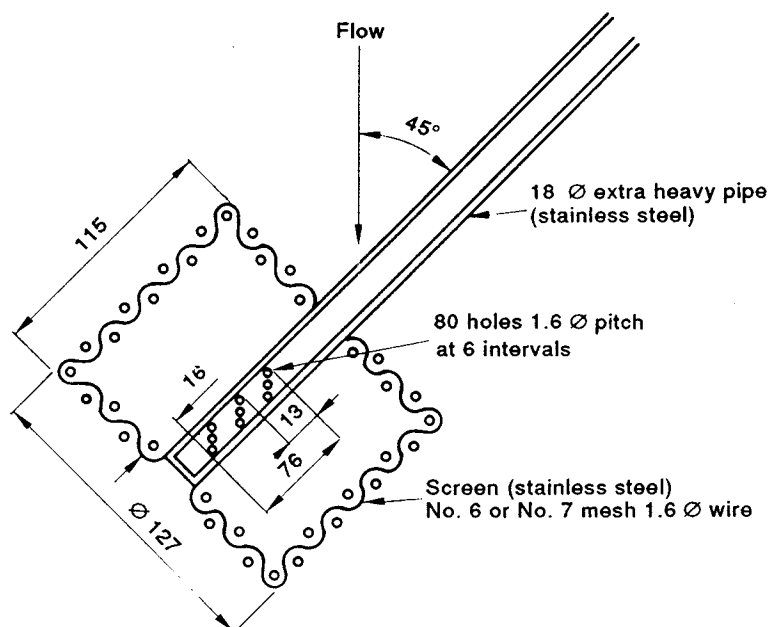


FIG. 7. — Basket tip.

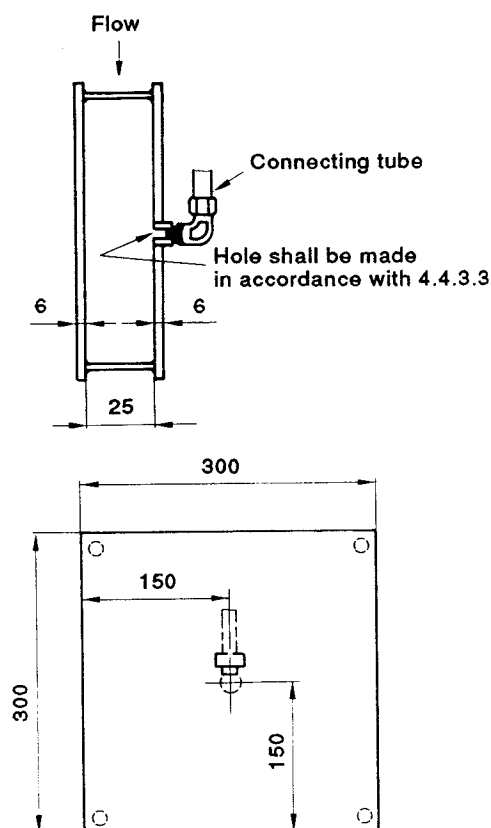


FIG. 8. — Guide plate.

4.5.4 *Collecteurs de mesure*

On ne doit pas utiliser de collecteurs de mesure effectuant une «moyenne» entre plusieurs pressions.

4.5.5 *Tuyauteries de raccordement*

Les raccordements au conduit d'échappement doivent faire l'objet de précautions particulières. Chaque manomètre ou colonne de mercure doit être monté le plus près possible de la prise de pression correspondante dans le conduit d'échappement, mais dans une position où il n'est pas exposé à des vibrations excessives et où l'observateur puisse effectuer les lectures aisément et avec précision.

Les manomètres d'essai devront être montés au-dessus des prises de pression de façon à permettre la vidange spontanée de l'appareillage de mesure dans le condenseur. En cas d'impossibilité, des dispositions spéciales peuvent être prises, pour assurer une vidange appropriée. Dans le cas où il s'avère difficile d'adapter un système de vidange spontanée, le choix d'un moyen approprié de vidange ou de purge du système par soufflage d'air ou d'azote devra faire l'objet d'un accord mutuel entre les parties intéressées à l'essai. D'autres prescriptions concernant les tuyauteries de raccordement pour les mesures de basses pressions sont données en 4.4.3.

4.5.6 *Appareils de mesure*

Toutes les précautions nécessaires doivent être prises pour les mesures des basses pressions. Les graduations des colonnes de manomètres doivent comporter des divisions de 0,5 mm, ou des divisions inférieures ou égales à 2,5 mm et munies d'un vernier, de façon que la hauteur de mercure puisse être lue avec une précision de 0,25 mm. Avant les essais, les échelles doivent être étalonnées de façon à donner, par comparaison avec un étalon, une erreur inférieure ou égale à 0,25 mm.

On doit veiller à ce que la branche du tube manométrique soumise à la pression atmosphérique ne soit pas influencée par des conditions locales différentes de celles auxquelles le baromètre est soumis. Des ventilateurs d'aération et des ventilateurs d'extraction peuvent produire des variations mesurables de pression ambiante. Dans certains cas, il peut être nécessaire de relier la branche ouverte des manomètres, ou des colonnes, à une tuyauterie débouchant à l'extérieur.

Il convient de s'assurer qu'il y a égalité de température, d'une part entre le mercure des deux branches d'un manomètre, d'autre part entre le mercure d'un manomètre ou baromètre et le thermomètre utilisé pour corriger la hauteur de la colonne de mercure.

Ces précautions s'appliquent aux mesures de basses pressions dont l'exactitude influe sur les résultats de l'essai. A titre de précaution supplémentaire, tous les appareils, et les thermomètres qui leur sont associés, doivent être mis en place, prêts pour les lectures et soumis aux conditions de température qui seront obtenues pendant l'essai, au moins 2 h avant le début de l'essai.

On peut augmenter la sensibilité en tapotant légèrement le tube du manomètre, ou de la colonne, pendant chaque observation. Les tubes de verre du manomètre ou de la colonne doivent être parfaitement propres avant l'introduction du mercure. On peut sécher les tubes en les rinçant à l'alcool ou à l'éther, puis en les chauffant.

On peut également utiliser des transducteurs de précision équivalente. On doit prendre, dans ce cas, toutes les précautions mentionnées ci-dessus s'appliquant aux transducteurs, ainsi que les précautions spécifiques à ce type d'appareils.

4.5.7 *Étanchéité du circuit de mesure*

L'étanchéité du circuit de mesure devra être contrôlée. Lorsque les robinets situés à proximité des prises de pression sont fermés, sous le vide spécifié, l'indication de la colonne

4.5.4 *Manifolds*

Pressure averaging manifolds should not be used.

4.5.5 *Connecting lines*

Special precautions shall be taken in making the connections to the exhaust conduit. Each mercury manometer or column 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 the observer can take readings with convenience and accuracy.

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. 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 4.4.3.

4.5.6 *Instruments*

All the precautions required for low-pressure measurements shall be employed. The manometer columns shall be provided with scales divided either into 0.5 mm divisions or into divisions not greater than 2.5 mm, but equipped with a vernier so that in either case the mercury head can be read with an accuracy of 0.25 mm. Prior to the tests, the scales of manometers or columns shall be calibrated so that they may be correctly read within 0.25 mm when referred to a standard.

Precautions shall be taken such that the manometer leg subject to atmospheric pressure cannot be influenced by any local atmospheric condition which would be different from those to which the barometer is subjected. Ventilating and draught fans can produce measurable differences in atmospheric pressure. There may be cases where it is necessary to pipe the atmospheric leg of the manometer or column out of doors.

Precautions should be taken to ensure that both legs of a mercury column are at the same temperature and that the mercury within a manometer column or barometer is at the same temperature as the thermometer by which the mercury head's temperature is to be measured.

The foregoing precautions should be followed in the case of low-pressure readings, the accuracies of which influence the results of the test, with the further precaution that each of these instruments, together with its corresponding thermometer, shall be set up in place, ready for reading and subject to the temperature conditions that will be obtained during the test, not less than 2 h before a test is commenced.

Increased sensitivity may be obtained by gently tapping the manometer or column tube during each observation. The glass tubing of the manometer or column shall be scrupulously clean before the mercury is introduced. Tubing may be dried by progressive rinsing with alcohol and ether and by heating.

Suitable transducers of equivalent accuracy can also be used. All of the above listed precautions, which are applicable to transducers, and further precautions pertinent to this type of instrument, shall be taken.

4.5.7 *Tightness of measuring system*

The tightness of the measuring system should be checked. When the valves adjacent to the sensing holes are closed under specified vacuum, the column reading, if mercury is being

(si le mercure est utilisé) ne devra pas chuter de plus de 6 mm en 5 min. Les robinets à membranes en caoutchouc assurent une meilleure étanchéité que les robinets usuels.

4.5.8 *Étalonnage*

Les manomètres «à vide» à colonne liquide ne nécessitent aucun étalonnage, à la condition que les parties qui les utilisent puissent faire la preuve de la précision des échelles de lecture, et de la pureté ou de la densité du liquide. Les corrections de ménisque et de capillarité ne sont pas nécessaires dans le cas de manomètres à mercure dont les tubes ont un diamètre de 12 mm ou plus.

Quand on compare un manomètre absolu à une colonne de mercure et à un baromètre, les erreurs supérieures à 0,25 mm doivent faire l'objet de recherches, et les causes des différences doivent être éliminées. Si l'on constate entre le manomètre absolu et la combinaison manomètre à mercure-baromètre des différences supérieures à la limite ci-dessus, on ne doit pas en déduire que la cause des erreurs est dans le manomètre absolu seul, mais cet appareil et le baromètre doivent faire l'objet de recherches.

Les transducteurs doivent être étalonnés avant et après les essais. Il convient d'effectuer une lecture de zéro avant et après chaque cycle d'essais.

4.5.9 *Correction des lectures*

La moyenne des lectures doit être effectuée sur la totalité de la période d'essai, puis corrigée conformément à 4.4.7.

Les lectures faites sur les colonnes de liquide devront être corrigées conformément à 4.4.7.

4.6 **Mesure des températures**

4.6.1 *Points de mesure des températures*

Les points de mesure des températures et les points de mesure des pressions doivent être aussi voisins que possible pour la détermination des enthalpies.

Les températures dont la valeur influe sur le résultat de l'essai doivent être mesurées en deux points distincts, proches l'un de l'autre, et la moyenne des deux valeurs doit être retenue comme température du fluide. S'il existe des différences supérieures à 0,5 K, l'écart entre les deux lectures devra être recherché.

Si l'on a des raisons de croire qu'il existe dans une même tuyauterie des veines de fluide à des températures différentes, et que la moyenne pondérée des températures influe sur les résultats d'essai, il y a lieu d'explorer la distribution des températures, sur toute la section de la tuyauterie, en utilisant des moyens adaptés de mesure de température et d'établir une moyenne par une méthode faisant l'objet d'un accord entre les parties.

4.6.2 *Appareils de mesure*

Les appareils recommandés pour la mesure des températures élevées sont:

- a) un thermomètre électrique à résistance étalonné, associé à un voltmètre numérique ou à un pont de mesure étalonné de classe de précision 0,03 %;
- b) un couple thermoélectrique étalonné de haute qualité, associé à un voltmètre numérique ou à un pont de mesure de précision 0,03 % reliés par des conducteurs continus à la soudure froide.

Les thermocouples et les thermomètres à résistance, ainsi que leurs potentiomètres, ponts de mesure et galvanomètres, ou voltmètres numériques, doivent être étalonnés avant et après les essais.

Toutefois, un ré-étalonnage n'est pas nécessaire si les mesures de températures sont toutes doublées. Tout ce matériel doit être manipulé et entretenu avec soin et doit faire l'objet de vérifications périodiques quant à sa régularité et sa stabilité.

used, should not fall at a rate greater than 6 mm in 5 min. Rubber diaphragm type valves are more effective than cocks in keeping the system tight.

4.5.8 Calibration

Liquid column vacuum gauges need not be calibrated if the parties using them produce evidence to establish the accuracy of the manometric scales and can show that the purity or density of the liquid is satisfactory. Corrections for meniscus and capillarity are unnecessary if mercury manometers have 12 mm bore tubes or larger.

When an absolute pressure gauge is compared with a mercury column and a barometer, errors found in excess of 0.25 mm require investigation and the discrepancy shall be eliminated. If a discrepancy between a mercury column and barometer combination and an absolute pressure gauge is found to be in excess of the above limit, it shall not be assumed that the error is in the absolute pressure gauge; both it and the barometer shall be the subjects of investigation.

Transducers shall be calibrated before and after the tests. A zero reading shall be taken before and after each test run.

4.5.9 Correction of readings

The readings should be averaged over the test period and then corrected in accordance with 4.4.7.

Liquid column readings should be corrected in accordance with 4.4.7.

4.6 Temperature measurement

4.6.1 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 the differences exceed 0.5 K, discrepancies between the two readings should be resolved.

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.

4.6.2 Instruments

The preferred instruments for measuring relatively high temperatures are:

- a) calibrated electrical resistance thermometer with a calibrated digital voltmeter or calibrated precision bridge of the 0.03 % accuracy class;
- b) calibrated high-grade thermocouple and precision bridge or digital voltmeter. Continuous leads to the cold junction are recommended for high measuring accuracy.

The thermocouples and resistance thermometers, and their potentiometers, bridges and galvanometers, or digital voltmeters, shall be calibrated before and after the tests.

The recalibration will generally not be necessary if individual temperature measurements are completely duplicated. All this equipment shall be carefully handled and maintained and shall be periodically checked for uniformity and stability.

L'utilisation de thermomètres en verre à mercure est recommandée lorsque la température mesurée est inférieure à 373 K et que leur localisation est choisie de manière à faciliter les lectures.

Les thermomètres en verre à mercure utilisés pour mesurer les températures qui influent sur les résultats de l'essai seront du type de précision avec graduations gravées suivant des échelles adaptées aux mesures à effectuer. Les thermomètres du commerce ou industriels sous enveloppe de métal ne doivent pas être utilisés pour les essais.

4.6.3 *Mesures de températures principales*

Les températures principales sont celles qui ont une influence directe sur le résultat de l'essai de réception, telles que températures de la vapeur à l'admission, de la vapeur avant et après resurchauffe, de l'eau alimentaire et de l'eau de refroidissement (voir 4.6.5).

D'autres températures, telles que températures d'entrée d'eau condensée au dégazeur et températures à l'admission et au refoulement de la pompe alimentaire, peuvent être également des températures principales si le poste d'eau n'est pas compris dans le contrat de la turbine, et suivant la méthode retenue pour la détermination du débit principal.

Si les débits de fluide associés aux mesures de températures principales sont véhiculés dans plusieurs tuyauteries, chaque température principale devra être la moyenne arithmétique des températures individuelles, à moins que les parties intéressées ne conviennent d'une pondération en fonction des débits dans les différentes tuyauteries.

Deux poches thermométriques devront être prévues dans chaque tuyauterie, pour permettre la double mesure de chaque température. On devra retenir comme température de chaque tuyauterie la moyenne des deux mesures, sauf accord contraire entre les parties.

Il convient de mesurer la température finale de l'eau alimentaire en sortie du poste d'eau, après la jonction de tout contournement de réchauffeur, et suffisamment loin en aval de cette jonction pour permettre au mélange de s'effectuer.

4.6.4 *Mesure des températures du poste d'eau, y compris les températures de vapeur soutirée*

A l'exception des températures principales, il n'est pas nécessaire de faire des doubles mesures sur les températures du poste d'eau. Il suffit de mesurer la température à l'entrée et à la sortie de chaque réchauffeur pour permettre d'effectuer les bilans thermiques.

Dans de nombreux cas, la température d'eau à l'entrée d'un réchauffeur est identique à la température de sortie du réchauffeur précédent*, et une seule mesure de température pour les deux réchauffeurs est suffisante. Si les deux températures sont mesurées, la moyenne des deux devra être faite pour éliminer les incohérences dans les bilans thermiques. Chaque fois qu'une canalisation de retour d'eau aboutit entre les deux réchauffeurs, les mesures devront être effectuées en amont et en aval de la jonction.

La mesure des températures de vapeur devra se faire à chaque extrémité des tuyauteries de vapeur soutirée: à proximité de la connexion de la turbine, en amont du clapet anti-retour et près du réchauffeur.

Si des écoulements différents se mélangent dans une tuyauterie de vapeur de soutirage, la température du mélange devra être mesurée en un point suffisamment éloigné de la jonction pour assurer une bonne homogénéisation du mélange.

Les poches thermométriques doivent être situées dans des zones garantissant un bon mélange et un faible risque de stratification de l'écoulement.

* La température doit être prise à au moins 10 diamètres en aval du réchauffeur pour assurer le bon mélange.

Mercury-in-glass thermometers are recommended for use when the temperature to be measured is less than 373 K, and the locations are such that readings may be taken without difficulty.

Mercury-in-glass thermometers used to measure temperatures which influence the results of the test shall be of the solid-stem precision type with etched scale plate graduated with scales suitable for the measurement to be made. Commercial or industrial metal-encased thermometers shall not be used.

4.6.3 *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 (see 4.6.5).

Other temperatures, such as feed water pump inlet temperatures and discharge and deaerator condensate inlet temperatures, may also be main temperatures if the feed heating system is not included in the turbine contract and according 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 flow weighting is appropriate.

Two thermometer wells should be provided in each pipe to permit the temperature measurement to be independently duplicated. Each pipe temperature should be taken as the arithmetic average of the two measurements unless the parties interested in the test agree otherwise.

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

4.6.4 *Feed train temperature measurements (including bled steam)*

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 heater* 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 a 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 feedwater 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

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

4.6.5 *Mesure des températures de l'eau de refroidissement du condenseur*

En règle générale, ces températures ne sont utilisées que si les performances du condenseur sont incluses dans la garantie de performance du turboalternateur.

a) *Température d'entrée*

La température d'entrée est, en principe, constante sur toute la section de la tuyauterie et, à moins que l'on ne soupçonne une stratification, une seule mesure de température dans chaque tuyauterie d'entrée suffit. Il est possible soit d'utiliser des poches thermométriques, soit de dévier en continu de l'eau vers un bac, dans lequel est installé un thermomètre à contact direct. Si l'une des deux parties pense que l'écoulement n'est pas homogène, la mesure doit se faire par l'une des deux méthodes utilisées pour la température de sortie, décrites à l'alinéa suivant, ou par ces deux méthodes.

b) *Température de sortie*

Une stratification se produit dans les boîtes à eau du condenseur. Pour permettre au mélange de se faire, il convient de situer le point de mesure à plusieurs diamètres vers l'aval. Les sondes d'échantillonnage devront être situées sur chaque sortie du condenseur, sur au moins deux diamètres. Les sondes peuvent être soit des tubes perforés par lesquels l'eau est prélevée pour être dirigée vers un bac de mélange, soit des couples thermo-électriques donnant une température moyenne en place. Il ne devra pas y avoir moins d'un orifice de prélèvement ou thermocouple par 0,2 m² de section de tuyauterie, et ils doivent être également répartis, au centre de zones d'égales surfaces.

4.6.6 *Précision des équipement de mesure de température*

Les équipements de mesure de température doivent être d'une précision telle que l'effet combiné maximal de leurs erreurs n'affecte pas le résultat final de l'essai d'une erreur supérieure à 0,05%.

4.6.7 *Poches thermométriques pour thermomètres*

La matière constituant la poche thermométrique doit être adaptée aux températures à mesurer. Les poches thermométriques doivent être aussi minces que le permet la sécurité et leurs diamètres intérieurs aussi petits que possible. Il est essentiel que les poches thermométriques soient propres et exemptes de traces de corrosion ou d'oxydation. Pour les mesures de températures élevées ou principales, l'extérieur de la poche thermométrique peut être muni d'ailettes pour favoriser la transmission de chaleur. S'il s'agit de fluides à haute pression et à haute température, il est bon de souder la poche thermométrique à la tuyauterie.

Il est préférable que l'intérieur d'une poche thermométrique reste sec surtout pour la mesure des hautes températures, mais elle doit être soigneusement obturée avec un matériau réduisant la circulation de l'air et les pertes de chaleur.

Si l'on doit mesurer l'échauffement de l'eau dans la pompe alimentaire, les poches thermométriques montées à l'aspiration et au refoulement doivent être du même type et en même matière. Les poches thermométriques sur la tuyauterie de refoulement doivent être situées aussi loin que possible en aval de la pompe pour permettre un bon mélange.

4.6.8 *Précautions à observer lors des mesures de température*

Lors de la mesure des températures, il convient d'observer les précautions suivantes:

- a) Les échanges de chaleur par conduction ou rayonnement entre chaque équipement de mesure et les éléments autres que le milieu dont la température est à mesurer doivent être réduits le plus possible.
- b) Le voisinage immédiat du point d'insertion et la partie saillante de la poche thermométrique ainsi que son support doivent être isolés thermiquement.

4.6.5 *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 one temperature measurement 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. To permit mixing to occur, the measuring positions should be several diameters downstream. Temperature sampling probes should be used at each condenser outlet, on at least two diameters. The probes may be either perforated sampling tubes through which water can be drawn off to a mixing chamber or they may be thermopiles to obtain a mean temperature in situ. There shall be not less than one sampling hole or thermocouple for each 0.2 m² of pipe area and they should be situated at centres of equal areas.

4.6.6 *Accuracy of temperature measuring equipment*

The temperature measuring equipment shall be of such accuracy that the individual maximum errors do not influence the final test result by more than 0.05%.

4.6.7 *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.

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.

4.6.8 *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) Pour les tuyauteries ayant un diamètre intérieur inférieur à 75 mm, le thermomètre doit être disposé dans l'axe du tube et monté dans un coude ou un T. Si les emplacements de ces pièces sont tels qu'elles ne sont pas utilisables, la tuyauterie doit être modifiée en conséquence.

Dans les tuyauteries de diamètre intérieur égal ou supérieur à 75 mm, l'élément sensible du thermomètre doit être entièrement situé à moins de 25 mm du centre; toutefois, dans les tuyauteries de très grand diamètre et surtout dans le cas de mesures en plusieurs points, il n'est pas nécessaire que les poches thermométriques pénètrent de plus de 150 mm dans le tuyau.

- d) Pour les mesures de températures de fluides en mouvement, la partie sensible du thermomètre ne doit pas se trouver dans une zone morte.
- e) Lors des mesures, le thermomètre à mercure en verre ne doit pas être sorti de la poche thermométrique plus qu'il est nécessaire pour rendre apparente l'extrémité de la colonne de mercure. Les autres types d'appareils ne doivent pas être déplacés pendant les lectures.
- f) Chaque système de mesure de température doit être installé dans les conditions de température qui prévaudront pendant l'essai, et ce au moins 2 h avant le début de l'essai.

4.7 *Mesure du titre de la vapeur*

4.7.1 *Généralités*

Dans les centrales nucléaires utilisant certains types de réacteurs, la vapeur fournie aux turbines est à la température de saturation et peut contenir un faible pourcentage d'humidité. Il est donc nécessaire de mesurer la quantité d'eau contenue, pour déterminer l'enthalpie de la vapeur à l'admission de la turbine.

Il peut également être nécessaire de mesurer la teneur en humidité de la vapeur, après détente partielle dans la turbine, en un point par exemple, où de la vapeur est soutirée pour être dirigée vers un réchauffeur d'eau alimentaire, un séparateur d'eau ou un resurchauffeur. Chaque fois qu'il est possible de condenser la vapeur et de faire des mesures sur le condensat, l'enthalpie de la vapeur peut être calculée par un bilan thermique.

Les méthodes usuelles pour déterminer la teneur en humidité de la vapeur utilisent:

- un calorimètre à détente,
- un calorimètre électrique.

La première méthode ne s'applique que lorsque le titre et la pression de la vapeur sont suffisants pour produire dans le calorimètre un taux de surchauffe mesurable. La seconde n'est pas soumise à ces limitations. Néanmoins, les deux méthodes sont susceptibles de donner des résultats erronés, à cause du manque probable d'homogénéité du mélange eau-vapeur et de la difficulté d'obtenir un échantillon correct de ce mélange. Il n'est donc pas certain que la vapeur traversant le calorimètre soit représentative de l'écoulement de vapeur principal.

Récemment, des méthodes plus précises utilisant des traceurs radioactifs ou non ont été développées.

4.7.2 *Technique de mesure par traceur*

La dilution d'un traceur est une méthode précise pour déterminer la fraction d'humidité contenue dans un écoulement biphasique eau-vapeur. Cette méthode repose sur la mesure de la concentration d'un traceur dans un échantillon d'eau. Elle peut être appliquée de deux façons, utilisables pour calculer l'enthalpie de la vapeur à l'admission et à l'échappement de la turbine.

- c) In pipes of less than 75 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 75 mm, the sensitive element shall be located between the centre and a point 25 mm radially beyond, except that in the case of very large pipes and special multi-point measuring devices, no well need exceed a length of 150 mm inside a pipe.

- d) In measuring the temperature of flowing fluids the heat-receiving part of the apparatus shall not be in a dead space.
- e) In taking readings, a mercury-in-glass thermometer shall not be raised in the thermometer well further than is necessary to render visible the top of the mercury thread. Other types of instrument shall not be moved while readings are being taken.
- f) 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 h before a test is commenced.

4.7 *Steam quality measurement*

4.7.1 *General*

In power stations employing certain types of nuclear reactor the steam supplied to 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 initial 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,
- 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 main steam flow.

Recently, more precise methods employing radioactive or non-radioactive tracers have been introduced and established.

4.7.2 *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.

Méthode de condensation: on admet que les concentrations en traceur dans l'humidité transportée par la vapeur et dans l'eau du générateur de vapeur sont égales. Après condensation de la vapeur, mesure de son débit masse, mesure de la concentration en traceur dans le condensat et dans l'eau du générateur, un bilan de masse permet de calculer la quantité d'eau transportée par la vapeur.

Méthode d'injection à débit constant: une solution contenant une concentration connue de traceur est injectée à un débit constant et connu dans le débit de vapeur. Après mélange, un échantillon d'eau est prélevé et sa concentration en traceur est mesurée. Un bilan permet de déterminer la teneur en humidité de la vapeur en amont du point d'injection. On doit prendre des précautions pour s'assurer que le mélange est homogène et que l'on n'extrait pas de vapeur avec l'eau.

D'autres méthodes que celles-ci peuvent être utilisées après accord.

4.7.3 Méthode de condensation

Un traceur approprié, dissous dans la phase liquide de la vapeur humide à une concentration C_{eau} est dilué par la condensation de la vapeur. Après condensation totale de la vapeur, la concentration en traceur dans le condensat est C_{cond} . Les concentrations sont liées par la relation:

$$C_{\text{eau}} \cdot \dot{m} = C_{\text{cond}} \cdot \dot{m}_{\text{cond}} \quad (11)$$

où:

$\dot{m}$ est le débit d'eau contenue dans la vapeur humide

$\dot{m}_{\text{cond}}$ est le débit de condensat en provenance de la vapeur humide

Les concentrations étant déduites des mesures avant et après condensation, la partie humide de la vapeur (humidité) est représentée par le rapport:

$$1 - x = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{cond}}} = \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{eau}}} \quad (12)$$

et le titre de la vapeur est déterminé par:

$$x = 1 - \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{eau}}} \quad (13)$$

Le titre de la vapeur à l'admission de la turbine peut être calculé à partir du titre et de la pression à la sortie du générateur de vapeur et de la pression à l'admission.

L'humidité contenue dans la vapeur produite par le générateur de vapeur résulte de l'entraînement d'eau. De ce fait, un traceur présent dans l'eau du générateur de vapeur se retrouve également dans la vapeur.

Dans les cycles sans resurchauffe, le traceur est finalement dilué dans le débit de recirculation qui retourne au générateur de vapeur. Par application de la méthode de condensation, l'humidité à la sortie du générateur de vapeur peut être calculée en utilisant l'équation (13) ci-dessus.

Dans le cas des cycles à resurchauffe, l'erreur commise dans la détermination de l'humidité causée par les dépôts de traceur dans les resurchauffeurs est négligeable à condition que l'efficacité du séparateur d'humidité soit voisine de 100%. Néanmoins, il est possible de mesurer l'humidité entraînée hors des générateurs de vapeur, en effectuant des essais spéciaux au cours desquels on met les resurchauffeurs hors service, sur accord des parties concernées par les essais.

Lorsque la concentration en traceur est mesurée au fond du générateur de vapeur, le rapport R (voir figures 9 et 10) doit être pris en compte dans la détermination de la concentration C_{eau} qui sert au calcul du titre de la vapeur. En conséquence, ce procédé est moins précis que la mesure directe de C_{eau} .

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.

4.7.3 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 equation:

$$C_{\text{wat}} \cdot \dot{m} = C_{\text{cond}} \cdot \dot{m}_{\text{cond}} \quad (11)$$

where:

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

$\dot{m}_{\text{cond}}$ is the 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:

$$1 - x = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{cond}}} = \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{wat}}} \quad (12)$$

and the steam quality is determined by:

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

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 (13) above.

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 Figures 9 and 10) 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} .

La détermination de la concentration dans le débit total C_{cond} dépend de la disposition des réchauffeurs d'eau alimentaire. Dans les cycles avec purges des réchauffeurs en cascade, le débit total passe normalement au refoulement des pompes d'extraction. Dans les autres cycles, si les déminéraliseurs sont contournés pendant l'essai, C_{cond} sera la concentration en traceur dans l'eau alimentaire en sortie du poste d'eau. Une autre possibilité consiste à calculer C_{cond} à partir d'un bilan de débits de traceur. Néanmoins, ce calcul nécessite diverses mesures de concentration et de débit. Dans tous les cas, les effets perturbateurs, tels que des apports parasites de traceurs pénétrant dans le cycle ou des pertes de traceur (déminéraliseurs), doivent être pris en compte.

La méthode de condensation peut, également, être utilisée pour déterminer l'enthalpie d'une vapeur soutirée humide. Cette méthode est particulièrement intéressante si un traceur approprié est déjà présent dans le circuit de vapeur. Néanmoins, l'analyse des erreurs montre que des résultats précis peuvent seulement être obtenus sur les réchauffeurs sans purges en cascade.

Avec cette méthode, l'enthalpie de la vapeur soutirée est calculée à partir d'un bilan thermique et d'un bilan de masse du traceur effectués sur chaque réchauffeur.

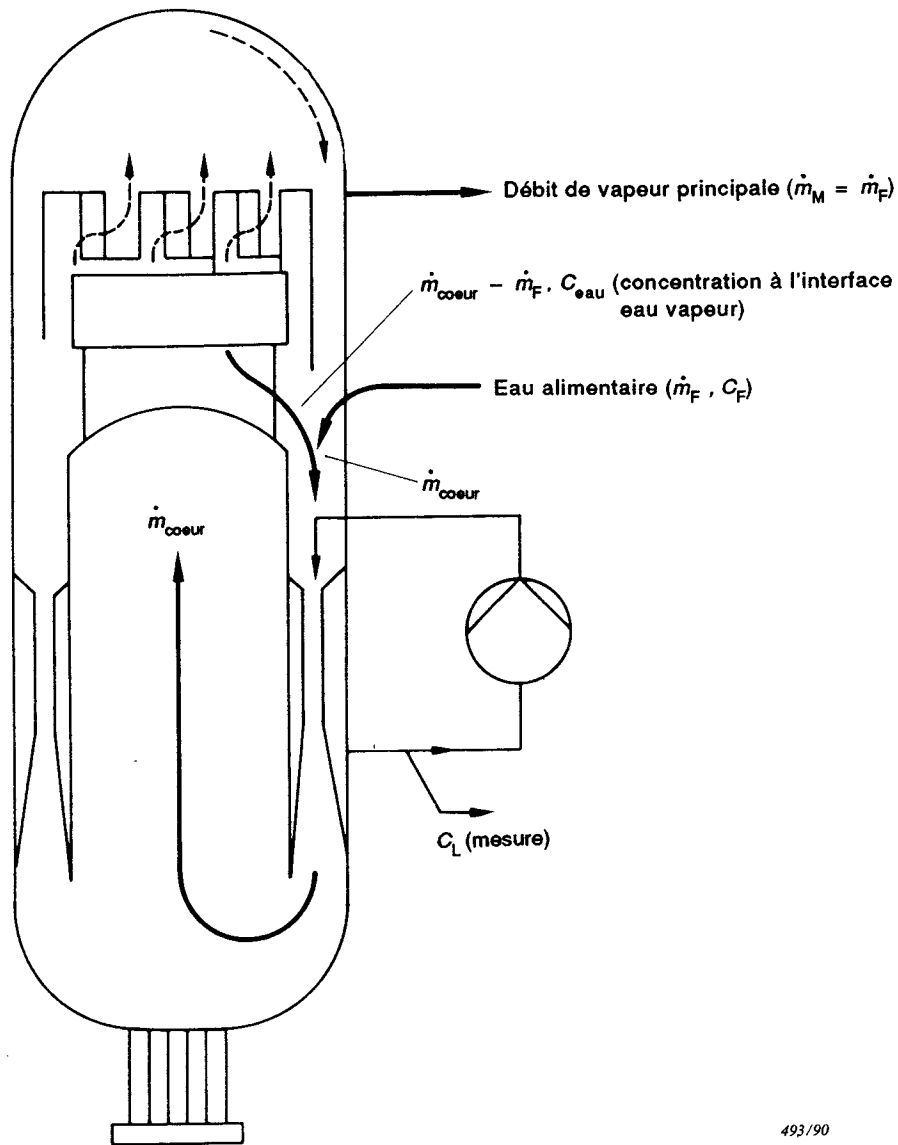
Pour effectuer le bilan de masse du traceur, il faut connaître les concentrations en traceur dans tous les écoulements qui entrent dans chaque réchauffeur et en sortent. Le prélèvement sur les purges des réchauffeurs est relativement aisé puisqu'il s'agit d'un écoulement monophasique. Le prélèvement d'eau sur les tuyauteries de soutirage nécessite les mêmes précautions que dans le cas de la méthode par injection.

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.



493/90

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

$$C_{\text{eau}} (\dot{m}_{\text{cœur}} - \dot{m}_F) + \dot{m}_F C_F = \dot{m}_{\text{cœur}} C_L \quad (14)$$

$$C_{\text{eau}} = \frac{\dot{m}_{\text{cœur}} C_L - \dot{m}_F C_F}{\dot{m}_{\text{cœur}} - \dot{m}_F} \quad (15)$$

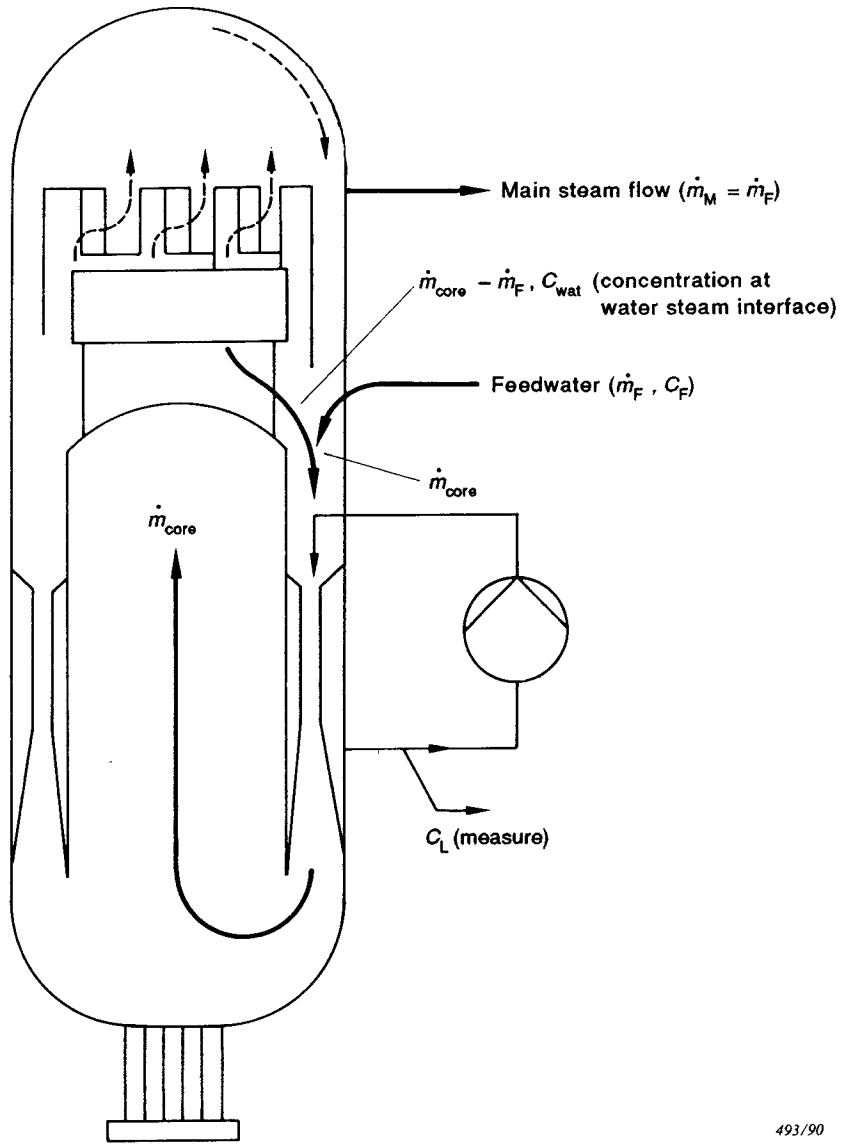
$$C_F \ll C_L \text{ et } \dot{m}_F < \dot{m}_{\text{cœur}}$$

$$C_{\text{eau}} = C_L \frac{\dot{m}_{\text{cœur}}}{\dot{m}_{\text{cœur}} - \dot{m}_F} = \frac{C_L}{1 - R} \quad (16)$$

où:

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

FIG. 9. — Calcul du titre de la vapeur à l'admission (réacteur à eau bouillante).



493/90

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

$$C_{wat}(\dot{m}_{core} - \dot{m}_F) + \dot{m}_F C_F = \dot{m}_{core} C_L \quad (14)$$

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

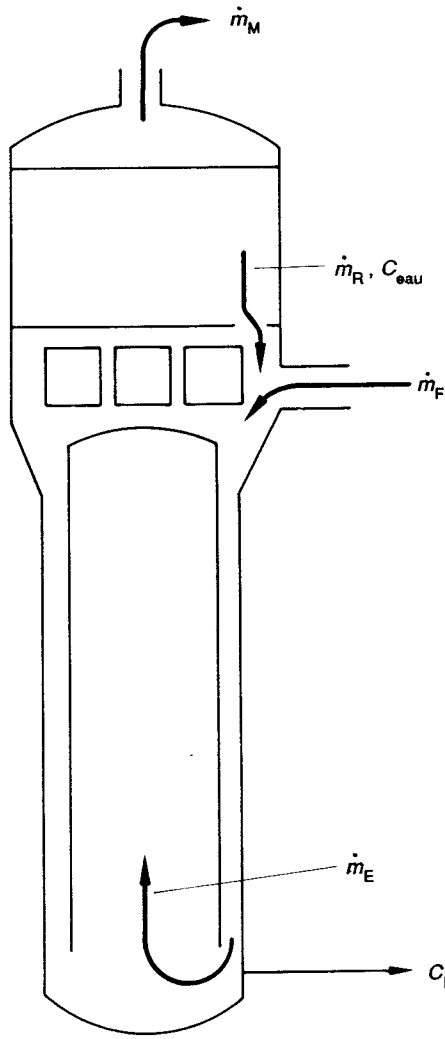
$$C_F \ll C_L \text{ and } \dot{m}_F < \dot{m}_{core}$$

$$C_{wat} = C_L \frac{\dot{m}_{core}}{\dot{m}_{core} - \dot{m}_F} = \frac{C_L}{1 - R} \quad (16)$$

where:

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

FIG. 9. — Throttle steam quality calculations for boiling water reactor.



C_{eau} = concentration en traceur à l'interface eau vapeur
 C_B = concentration en traceur dans la purge du réacteur
 $\dot{m}_E = \dot{m}_R + \dot{m}_M$
 $R = \frac{\dot{m}_M}{\dot{m}_E}$ ou $\dot{m}_E = \frac{\dot{m}_M}{R}$

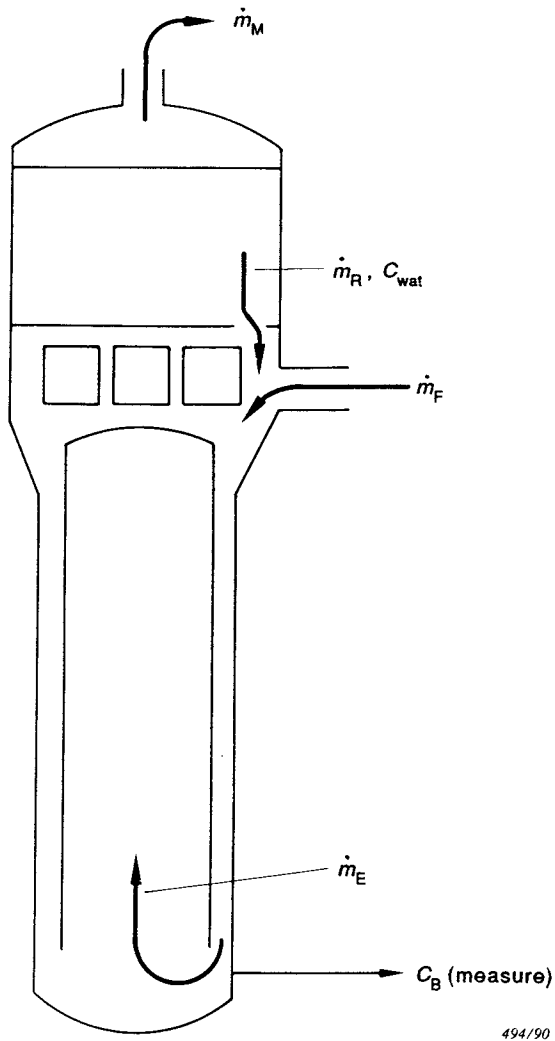
494/90

$$\dot{m}_R = \dot{m}_E - \dot{m}_M = \frac{\dot{m}_M}{R} - \dot{m}_M = (1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R} \quad (17)$$

$$C_{eau} \approx \frac{C_B \dot{m}_E}{\dot{m}_R} = \frac{C_B \left(\frac{\dot{m}_M}{R} \right)}{(1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (18)$$

$$C_{eau} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (19)$$

FIG. 10. — Calcul du titre de la vapeur à l'admission (réacteur à eau pressurisée).



494/90

$$\dot{m}_R = \dot{m}_E - \dot{m}_M = \frac{\dot{m}_M}{R} - \dot{m}_M = (1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R} \quad (17)$$

$$C_{\text{wat}} \approx \frac{C_B \dot{m}_E}{\dot{m}_R} = \frac{C_B \left(\frac{\dot{m}_M}{R} \right)}{(1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (18)$$

$$C_{\text{wat}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (19)$$

FIG. 10. — Throttle steam quality calculations for pressurized water reactor.

4.7.4 Méthode d'injection à débit constant

Une solution aqueuse de traceur, de concentration C_{inj} , est injectée à un débit constant $\dot{m}_{inj}$ dans le débit de mélange eau-vapeur dont on doit mesurer l'humidité. La concentration C_{eau} est mesurée dans la phase liquide, en aval du point d'injection, après que le mélange se soit bien effectué. Dans ces conditions, le bilan de masse du traceur peut s'écrire:

$$C_o \cdot \dot{m} + \dot{m}_{inj} \cdot C_{inj} = (\dot{m} + \dot{m}_{inj} + \Delta\dot{m}) \cdot C_{eau} \quad (20)$$

d'où

$$\dot{m} = \frac{\dot{m}_{inj} \cdot (C_{inj} - C_{eau}) - \Delta\dot{m} \cdot C_{eau}}{C_{eau} - C_o} \quad (21)$$

où

$\dot{m}$ est le débit masse de l'eau dans le mélange eau-vapeur au point de prélèvement

C_o est la concentration initiale dans la phase liquide au point de prélèvement, avant injection, due à la présence naturelle de traceur (concentration de fond)

$\Delta\dot{m}$ est la variation de débit de l'eau dans le mélange (condensation de vapeur due à l'injection de la solution froide de traceur)

Normalement $C_{eau} \ll C_{inj}$, $C_o \ll C_{eau}$ et $\Delta\dot{m} \ll \dot{m}$, afin que l'équation (20) puisse se ramener à:

$$\dot{m} = \dot{m}_{inj} \cdot \frac{C_{inj}}{C_{eau}} \quad (22)$$

4.7.5 Calcul de l'enthalpie de vapeur soutirée humide par la méthode d'injection à débit constant

Si le débit de la phase liquide dans une tuyauterie de soutirage vers un réchauffeur d'eau alimentaire est connu, l'enthalpie de la vapeur humide peut être calculée par un bilan thermique du réchauffeur.

Le débit de la phase liquide peut être mesuré par la méthode d'injection à débit constant. La mesure d'un débit et des concentrations de traceur ainsi que le maintien d'un débit d'injection constant sont relativement simples. Néanmoins, la concentration en traceur dans la phase liquide, en aval du point d'injection, peut être déterminée avec précision, seulement si le traceur est bien mélangé et si un échantillon de la phase liquide peut être prélevé.

4.7.5.1 Points d'injection

Pour que l'échantillon soit réellement représentatif, le traceur doit être réparti de façon homogène dans la phase eau. Le point d'injection devra donc être situé immédiatement en aval de la bride de soutirage sur la turbine et le point de prélèvement devra être proche du réchauffeur. Une grande longueur de tuyauterie comprenant de nombreux coudes facilite le mélange. L'utilisation d'une buse de pulvérisation pour l'injection semble avantageuse, mais elle peut ne pas être nécessaire.

4.7.5.2 Points de prélèvement

Du fait que toute présence de vapeur condensée dans l'échantillon fausserait le résultat, un soin particulier doit être apporté au choix des emplacements des points de prélèvement. Aux conditions et aux vitesses normalement rencontrées dans les tuyauteries de soutirage, l'eau n'est pas répartie de façon homogène dans toute la section mais concentrée vers les parois de la conduite. Cela constitue un avantage pour le prélèvement d'eau, du fait qu'une seule prise sur la paroi peut suffire. Néanmoins, on devra profiter de la force centrifuge et de la pesanteur en plaçant le piquage sur la partie basse de la conduite ou à l'extérieur et à la sortie d'un coude. La figure 11 montre la disposition type de points d'injection et de prélèvement. Dans le cas où la conduite de soutirage est très courte (cas des réchauffeurs installés à l'intérieur des échappements), les prélèvements d'eau peuvent présenter des difficultés. Dans ce cas, les présentes règles recommandent d'effectuer les prélèvements à la purge du réchauffeur.

4.7.4 Constant rate injection method

A water-soluble tracer of concentration C_{inj} is injected at a constant rate, $\dot{m}_{inj}$, 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:

$$C_o \cdot \dot{m} + \dot{m}_{inj} \cdot C_{inj} = (\dot{m} + \dot{m}_{inj} + \Delta\dot{m}) \cdot C_{wat} \quad (20)$$

or

$$\dot{m} = \frac{\dot{m}_{inj} \cdot (C_{inj} - C_{wat}) - \Delta\dot{m} \cdot C_{wat}}{C_{wat} - C_o} \quad (21)$$

where:

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

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

$\Delta\dot{m}$ is the 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 equation (20) is reduced to:

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

4.7.5 Extraction enthalpy determined by constant rate injection method

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 water 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.

4.7.5.1 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.

4.7.5.2 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 11 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.

Dans les cycles avec pompes de reprise des purges des réchauffeurs, la méthode ci-dessus permet d'obtenir une précision égale à celle de la méthode à injection sans nécessiter d'instrumentation supplémentaire. Dans les cycles avec purges en cascade vers le condenseur, les purges amont doivent être détournées directement vers le condenseur, de façon à obtenir des résultats identiques. Une telle méthode nécessite un dimensionnement des tuyauteries de dérivation vers le condenseur qui permette l'écoulement du débit des purges en cascade à pleine charge. La méthode de dérivation doit être utilisée avant de procéder à l'essai de consommation spécifique de chaleur.

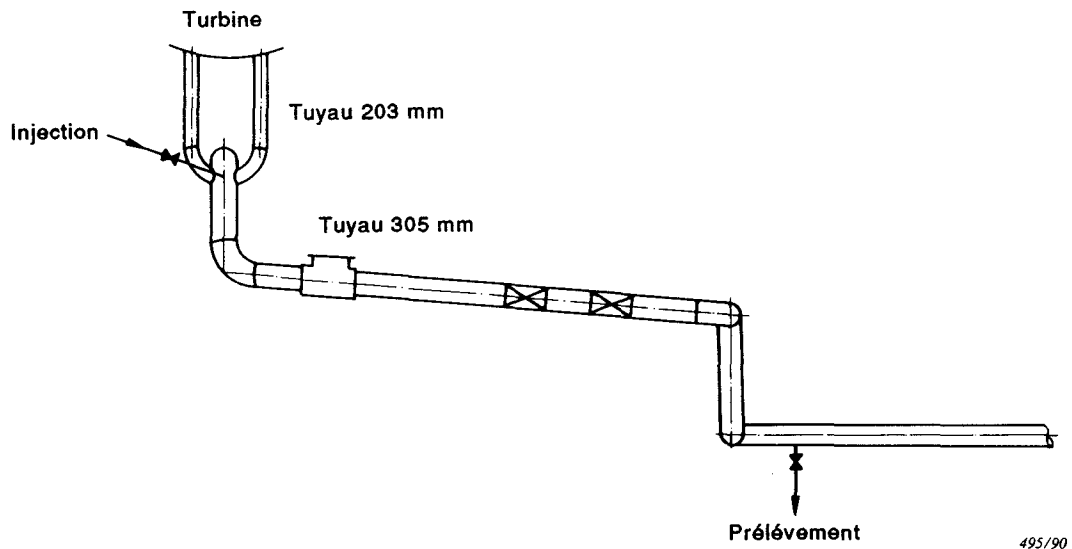


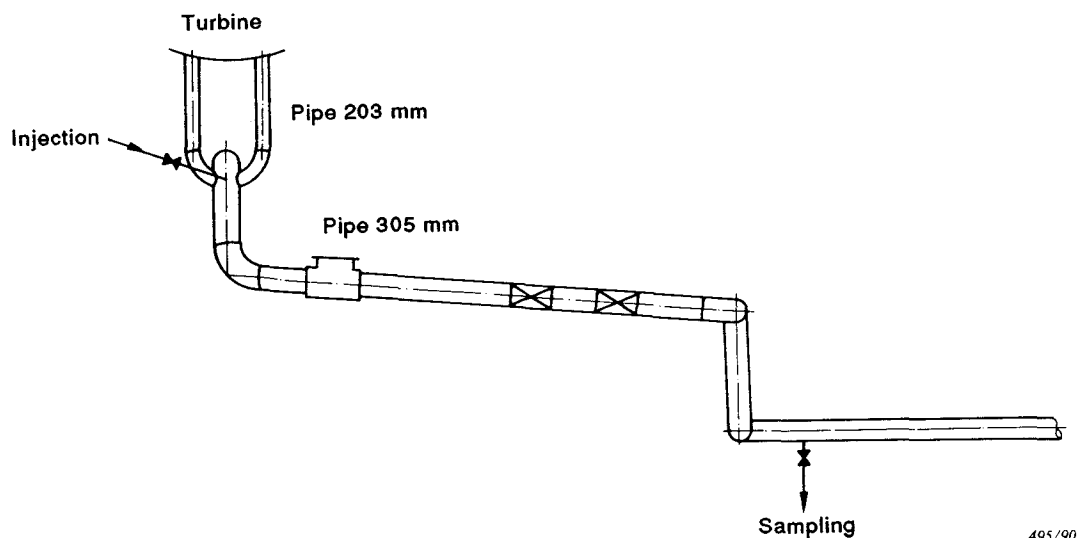
FIG. 11. — Disposition type de points d'injection et de prélèvement.

4.7.5.3 Débit de prélèvement d'échantillon

Avant d'effectuer un essai de consommation spécifique, le débit de prélèvement d'échantillon doit être ajusté pour éviter l'entraînement et la condensation de vapeur. Cet ajustement peut se faire par dosage dans l'échantillon d'un gaz qui se dissout presque entièrement dans la phase vapeur, ce qui est le cas de l'oxygène pour les pressions inférieures à 35 bar. Pour les réacteurs à eau bouillante, l'oxygène est normalement présent dans la vapeur (20 à 30 parties par million) par suite de la radiolyse. On mesure la teneur en oxygène de l'échantillon pour divers débits de prélèvement et on reporte cette teneur sur un graphique comme indiqué dans la figure 12. La valeur du débit pour laquelle la vapeur commence à être entraînée dans l'échantillon est mise en évidence par un accroissement brusque de la teneur en oxygène. L'emploi de l'oxygène, ou d'un autre gaz traçant approprié, pour mettre la fraction vaporisée en évidence, est fondé sur la répartition de l'oxygène entre les phases liquide et vapeur.

Pour les autres types de centrales, un gaz approprié, tel que le xénon 133, peut être ajouté à la vapeur.

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.



495/90

FIG. 11. — Typical installation of injection and sampling points.

4.7.5.3 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 12. 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.

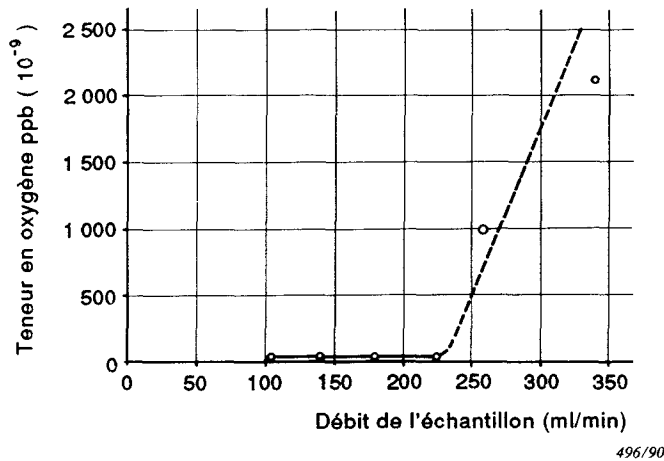


FIG. 12. — Teneur en oxygène dans l'échantillon.

4.7.6 Les traceurs et leur utilisation

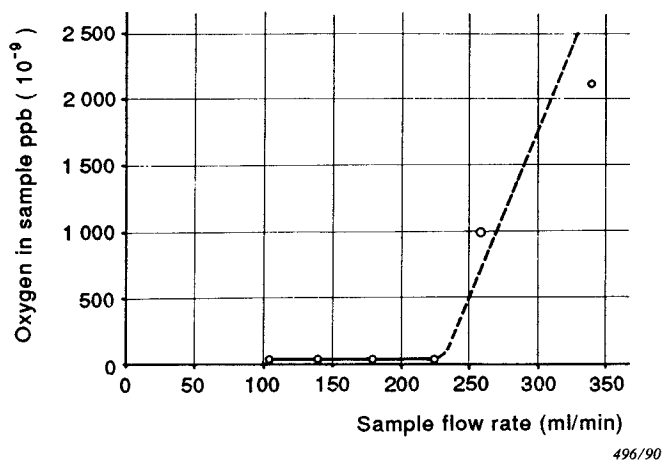
Pour obtenir des résultats précis en utilisant la méthode de condensation, ou la méthode d'injection à débit constant, les traceurs doivent répondre aux critères suivants:

- Ne présenter aucun risque pour le personnel.
- N'avoir aucun effet dommageable sur les matériaux.
- Etre solubles dans l'eau mais pratiquement insolubles dans la vapeur (la concentration dans la phase vapeur peut être limitée à 10^{-6} avec des traceurs appropriés).
- Etre non volatils.
- Etre stables aux conditions existant dans le cycle et ne pas être absorbés par les surfaces internes (à condition que l'eau ne soit pas complètement évaporée).
- Se mélanger de façon complète et homogène à toute l'eau présente à tout instant.

Un certain nombre de traceurs répondent à ces critères aux pressions et températures des réacteurs à eau légère de la génération actuelle. A des pressions plus élevées, cela peut être plus difficile. En outre, le problème de la contamination chimique, qui est lié à la sensibilité et à la précision des méthodes d'analyse connues, est à prendre en considération. La mesure de conductivité et les méthodes gravimétriques risquent d'être trop peu sensibles pour obtenir la précision requise aux concentrations tolérables dans certains types de centrales nucléaires. On doit également prendre soin de ne pas contaminer l'environnement en utilisant des traceurs.

4.7.6.1 Traceurs radioactifs

L'utilisation de traceurs radioactifs est particulièrement intéressante dans les centrales nucléaires, où l'autorisation de stocker et de manipuler des matériaux radioactifs ne pose aucun problème particulier. Des teneurs en traceurs inférieures à 10^{-9} peuvent être mesurées avec précision par comptage gamma. Pour les cycles à vapeur à radioactivité de fond très basse, la concentration en traceur actif, requise pour obtenir des mesures précises, est très faible; néanmoins, le traceur utilisé devra être un isotope de courte durée de vie pour éliminer les problèmes de contamination à long terme. Du fait qu'il est difficile de mesurer simultanément la concentration de plusieurs échantillons, il est nécessaire d'appliquer une correction à la concentration mesurée de chaque échantillon pour tenir compte de la décroissance



496/90

FIG. 12. — Oxygen content of sample stream.

4.7.6 Tracers and their use

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 systems. Care shall be taken to prevent environmental contamination when tracers are used.

4.7.6.1 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 ^{24}Na . If the tracer

radioactive des isotopes. L'un des produits qui répond à ces critères est le sodium 24 de durée de vie de 15h. Si la technique des traceurs est utilisée pour déterminer le titre de la vapeur à l'admission et aux soutirages, et les fuites des réchauffeurs, il est préférable d'utiliser trois produits radioactifs différents.

4.7.6.2 *Traceurs non radioactifs*

Plusieurs traceurs peuvent être utilisés. La technique du traceur sodium utilise la détermination directe et précise de la concentration en masse de sodium dans des échantillons d'eau. Le sodium peut être présent dans les cycles à eau pressurisée du fait de l'utilisation de phosphates de sodium pour le traitement de l'eau du circuit secondaire. Cette technique employant le sodium satisfait également aux prescriptions de non-radioactivité du circuit secondaire dans les cycles à eau pressurisée.

a) *Méthode par photométrie de flamme*

Le dosage du sodium peut être effectué à l'aide d'un spectrophotomètre à flamme. Il faut veiller à ce que le sodium présent dans l'environnement ne contamine pas l'échantillon. Plusieurs dosages de sodium doivent être effectués à chaque point de prélèvement. Une concentration de sodium peut également être déterminée à partir d'un échantillon à écoulement continu.

b) *Méthode par ionisation du sodium*

L'analyseur d'ion sodium peut être utilisé pour un dosage permanent d'un échantillon à écoulement continu, et pour l'analyse d'échantillons séparés.

L'application de techniques utilisant des traceurs non-radioactifs doit respecter les règles concernant la tenue des métaux du réacteur et de tous les autres matériels concernés. Les sels de lithium sont actuellement utilisés, de préférence au sodium.

4.8 *Mesure du temps*

La durée des essais et la fréquence des lectures peuvent être déterminées par:

- a) des signaux émis par une horloge mère ou un chronomètre;
- b) les montres, qui doivent être synchronisées avant l'essai par chaque observateur.

Chaque mesure effectuée à l'aide d'un appareil intégrateur nécessite une mesure de temps de haute précision. On doit utiliser des chronomètres individuels, ou des dispositifs électroniques de mesure du temps. Un soin particulier doit être apporté à la synchronisation exacte des lectures de l'appareil intégrateur et des dispositifs de mesure de temps.

4.9 *Mesure de la vitesse de rotation*

La vitesse de rotation peut être mesurée avec un compteur de tours et un chronomètre, un stroboscope, un fréquencemètre électrique ou mécanique, un tachymètre. On peut également utiliser des capteurs tachymétriques et des transducteurs.

5. **Dépouillement des essais**

5.1 *Préparation du dépouillement*

Les résultats de l'essai sont calculés, conformément à 2.4, à partir des lectures effectuées sur les appareils de mesure pendant l'essai.

Avant de dépouiller les résultats, on doit choisir une période de durée au moins égale à celle qui est définie en 3.8.3 et située dans l'intervalle de temps pendant lequel les lectures ont été effectuées. Pendant cette période, l'écart des conditions de fonctionnement par rapport à celles des garanties et les fluctuations de ces conditions de fonctionnement doivent satisfaire aux dispositions des 3.8.1 et 3.8.2.

technique is used to determine throttle and extraction steam quality and heater leakage there is some advantage in using three different radioactive tracers.

4.7.6.2 *Non-radioactive tracers*

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 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 analyzer may be used for continuous monitoring of a flowing sample, as well as for analyzing 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.

4.8 *Time measurement*

The time of test periods and observations may be determined by:

- a) signals from a master clock or timekeeper;*
- b) observations of watches, which are to be synchronized before the test, by the individual observers.*

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.

4.9 *Speed measurement*

Speed can be measured by means of a counting mechanism and clock, a stroboscope, a frequency measuring instrument (mechanical or electrical) or a speed measuring instrument. Signal transducers and signal transformers are also accepted.

5. **Evaluation of tests**

5.1 *Preparation of evaluation*

From the instrument readings taken during the test, the test results according to 2.4 are calculated.

Prior to evaluating the measurements, a time interval shall be selected from the overall period during which readings for a test have been taken, equivalent to at least the period laid down in 3.8.3. During this test period the provisions of 3.8.1 and 3.8.2 relating to the deviations of the operating conditions from the guarantee conditions and relating to the fluctuations in the operating conditions shall be satisfied.

Les lectures de tous les appareils de mesure, y compris les intégrateurs et les mesures de temps correspondantes, doivent être disponibles du début à la fin de la période d'essai choisie (voir 5.2.1).

5.2 *Calcul des résultats*

5.2.1 *Calcul des valeurs moyennes des lectures des appareils de mesure*

Pour les calculs ultérieurs, la moyenne des lectures effectuées pendant la période d'essai définie conformément à 5.1 est calculée pour chaque appareil de mesure.

Pour les variables entrant dans le calcul d'une grandeur d'une façon directement proportionnelle, la valeur moyenne est une moyenne arithmétique. En théorie, la procédure correcte pour obtenir la moyenne des lectures de pression différentielle, fournie par un dispositif de mesure de débit, consiste à calculer la moyenne arithmétique des racines carrées des lectures. Néanmoins, si la dispersion des lectures est inférieure à 10 %, l'erreur maximale possible en ne prenant pas la racine carrée de la moyenne arithmétique des lectures est inférieure à 0,1 %.

Si les données des appareils intégrateurs sont comparées avec la moyenne des lectures des appareils indicateurs, il est important de s'assurer qu'elles correspondent bien au même intervalle de temps. La première et la dernière lecture de l'appareil indicateur doivent donc être prises pour moitié dans le calcul de la moyenne.

5.2.2 *Correction et conversion des moyennes de lecture*

Les moyennes des lectures sont corrigées pour prendre en compte toutes les influences résultant de l'instrumentation et converties dans les unités nécessaires, en considérant:

- a) les constantes des appareils de mesure et les corrections de zéro;
- b) les corrections d'étalonnage;
- c) les valeurs de référence des lectures des appareils (par exemple: pression barométrique, température ambiante);
- d) toutes influences supplémentaires (par exemple: colonne d'eau).

5.2.3 *Vérification des données mesurées*

5.2.3.1 *Compatibilité*

Après calcul des moyennes et correction, les données d'essai (pressions, températures, débits) doivent faire l'objet d'un examen minutieux pour détecter les erreurs graves, les incompatibilités avec les lois physiques, et vérifier l'homogénéité des résultats. Si l'on détecte des anomalies majeures, dont les causes et la portée sont inconnues, on doit renouveler l'essai dans sa totalité ou pour la partie concernée. Des mesures supplémentaires appropriées doivent être faites pour clarifier les anomalies. Les lectures d'appareils manifestement erronées doivent être éliminées. Sur accord mutuel des parties intéressées à l'essai, ces lectures peuvent être remplacées par des lectures faites sur d'autres appareils ou par des valeurs calculées ou estimées appropriées.

5.2.3.2 *Dépouillement de mesures multiples*

Lorsque l'on dispose pour une même variable de résultats provenant de divers appareils indépendants, il faut en retenir une valeur moyenne calculée de façon appropriée (moyenne arithmétique le plus souvent).

5.2.3.3 *Débit de vapeur à l'admission*

Si la cohérence des mesures précisée en 4.3.3 est respectée, la moyenne arithmétique des valeurs de débit de vapeur à l'admission données par différents dispositifs de mesure est retenue pour les calculs ultérieurs. Si cette cohérence n'est pas respectée, 4.3.3 donne également la marche à suivre.

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 5.2.1).

5.2. *Computation of results*

5.2.1 *Calculation of average values of instrument readings*

For further evaluation, the average value of the readings taken during the test period defined according to 5.1 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 theoretically correct procedure for averaging the readings of a pressure difference across a flow-measuring device is to calculate the arithmetic mean value of the square roots of the readings. However, if the amplitude of readings is less than 10%, the maximum possible error introduced by not calculating the square root of the arithmetic mean of the readings is less than 0.1 %.

If data from integrating instruments are compared with averaged readings of indicating instruments, it is important to ensure that they have been determined for the same time period. The first and last readings of the indicating instrument should then carry only half the weight in the averaging procedure.

5.2.2 *Correction and conversion of averaged readings*

The averaged 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).

5.2.3 *Checking of measured data*

5.2.3.1 *Compatibility*

After computation of the measured data, such as pressures, temperatures and flow rates, 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.

5.2.3.2 *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, normally as the arithmetic mean value.

5.2.3.3 *Initial steam flow value*

If the compatibility conditions according to 4.3.3 are met the arithmetic mean of the initial steam flow values determined from different primary flow measurements is used in the further computation. Otherwise 4.3.3 is applied.

5.2.3.4 Fuites

Dans toute la mesure possible, les fuites doivent être localisées et éliminées avant l'essai. Si l'on ne peut pas déterminer avec précision les débits de fuite restants à partir des mesures, il faut les mesurer ou les estimer et les prendre en compte dans le calcul des débits. Les fuites non identifiées, concernant le fluide de travail, auront également leur(s) débit(s) estimé(s) et pris en compte, s'il est jugé nécessaire, dans le calcul des débits ou autres.

Le total des fuites non prises en compte pendant l'essai ne doit pas dépasser 0,1 % du débit de vapeur à l'admission à pleine charge; sinon, l'essai n'est acceptable que suite à un accord mutuel entre les parties intéressées.

5.2.4 Propriétés thermodynamiques de l'eau et de la vapeur

On utilise, pour le calcul des résultats d'essai, les diagrammes et tables d'eau et de vapeur auxquels les garanties font référence. Le nom et la date d'édition des tables et diagrammes utilisés doivent être mentionnés dans le rapport d'essai. Il faut utiliser des tables correspondant aux tables internationales établies à la Sixième Conférence internationale sur les propriétés de la vapeur d'eau (CIPVE) en 1963, et de préférence des tables établies à partir des formulations pour usage industriel de l'International Formulation Committee (1967), approuvées par la Septième CIPVE (1968), ou l'édition la plus récente.

5.2.5 Calcul des résultats d'essai

Le rendement thermique et/ou thermodynamique, le débit de vapeur à l'admission et la puissance doivent être calculés conformément à la définition des valeurs garanties (voir 2.4).

Une valeur bien déterminée, conformément à 5.1 et 5.2, doit être établie pour chaque variable et doit être utilisée exclusivement dans la suite des calculs.

6. Correction des résultats de l'essai et comparaison avec la garantie

6.1 Valeurs et conditions de la garantie

Les valeurs garanties à vérifier au cours des essais thermiques de réception indiquent les performances de la turbine. Leurs définitions sont données en 2.4.

Du fait que les résultats d'essais dépendent de façon déterminante des conditions et paramètres aux extrémités du cycle et des paramètres du poste de réchauffage d'eau alimentaire, ces conditions et paramètres doivent tous être complètement et clairement définis. Ils constituent les conditions spécifiées de garantie et font partie des garanties. Il est recommandé de les représenter sous forme de bilan thermodynamique avec toutes les données nécessaires.

Si le soutirage ou l'addition de vapeur et/ou d'eau dans le cycle est compris dans la garantie, c'est également une condition spécifiée de garantie.

6.2 Correction du débit maximal de vapeur à l'admission

Pour la correction du débit maximal de vapeur à l'admission, on applique la formule suivante:

$$\dot{m}_{l, \max, c} = \dot{m}_{l, \max, m} \cdot \frac{P_{l, g}}{P_{l, m}} \sqrt{\frac{P_{l, m} \cdot v_{l, m}}{P_{l, g} \cdot v_{l, g}}} \quad (23)$$

où:

$\dot{m}_{l, \max, m}$ est le débit maximal de vapeur à l'admission, mesuré pendant l'essai, soupapes à pleine ouverture

Si le rapport de la pression d'échappement à la pression d'admission n'est pas assez petit, il peut être nécessaire d'utiliser la formule complète:

5.2.3.4 *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. Unidentified leakages, which result in a loss of working fluid, shall also have their flow rate(s) and position(s) estimated and included, if considered necessary, in the main or secondary flow rate calculations.

The total leakage unaccounted for during the test, expressed as a percentage of full load initial steam flow, shall not exceed 0.1%; otherwise the test can be accepted only by mutual agreement of the parties in the test.

5.2.4 *Thermodynamic properties of steam and water*

The steam and water tables and charts upon which the guarantees are based shall be used for the calculation of the test results. The name and edition of the tables and charts employed shall be stated in the report of the tests. The tables used shall be consistent with the International Skeleton Tables established at the Sixth International Conference on the Properties of Steam (ICPS) in 1963, and preferably be based on the 1967 IFC Formulation for Industrial Use that was approved at the Seventh ICPS in 1968 or on the latest edition.

5.2.5 *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 2.4).

In accordance with 5.1 and 5.2 a definite value shall be established for each variable which shall be used exclusively in further evaluation.

6. **Correction of test results and comparison with guarantee**

6.1 *Guarantee values and guarantee conditions*

The guarantee values to be verified by the thermal acceptance tests indicate the level of the turbine performance. Their definitions are given in 2.4.

Since the test results depend decisively also on cycle terminal parameters and conditions and on the parameters of the feed-heating system, all these have to be defined completely and clearly and they form the specified guarantee conditions. They are part of the guarantees. In many cases it is recommended that these data be given in the form of complete heat-balance diagrams with all pertinent data.

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

6.2 *Correction of initial steam flow capacity*

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

$$\dot{m}_{l, \max, c} = \dot{m}_{l, \max, m} \cdot \frac{P_{l, g}}{P_{l, m}} \sqrt{\frac{P_{l, m} \cdot v_{l, m}}{P_{l, g} \cdot v_{l, g}}} \quad (23)$$

where:

$\dot{m}_{l, \max, m}$ is the 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:

$$\dot{m}_{1, \max, c} = \dot{m}_{1, \max, m} \cdot \frac{P_{1, g}}{P_{1, m}} \sqrt{\frac{P_{1, m} \cdot v_{1, m}}{P_{1, g} \cdot v_{1, g}}} \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{P_{2, g}}{P_{1, g}}\right)^2}{1 - \left(\frac{P_{2, m}}{P_{1, m}}\right)^2}} \quad (24)$$

Les exposants 2 des rapports de pression sont des approximations de la valeur exacte

$$\frac{1 + k}{k}.$$

6.3 Correction de la puissance maximale

Pour corriger la puissance maximale $P_{\max}$ et la ramener aux conditions de la garantie, il convient de tenir compte de toutes les conditions de fonctionnement agissant sur le débit à l'admission, sur la chute d'enthalpie et sa répartition entre les étages de la turbine, sur les rendements des différents étages de la turbine.

Les corrections correspondant à ces différents paramètres (notamment les conditions de vapeur vive, la température de surchauffe et la pression au condenseur) peuvent être effectuées à l'aide de courbes de correction appropriées.

On peut effectuer la correction complète par un nouveau calcul du cycle thermique.

La formule approchée suivante suppose des répartitions semblables de la chute d'enthalpie et du rendement:

$$P_{\max, c} = P_{\max, m} \cdot \frac{\dot{m}_{1, \max, c}}{\dot{m}_{1, \max, m}} \cdot \frac{\eta_{\max, c}}{\eta_{\max, m}} \quad (25)$$

Le calcul de $\dot{m}_{1, \max, c}$ est donné en 6.2. On doit utiliser le rendement η_t ou le rendement thermodynamique η_{td} suivant les spécifications de la garantie.

6.4 Correction du rendement thermique ou thermodynamique

Si durant l'essai, certaines des conditions de fonctionnement visées en 6.1 diffèrent des conditions de garantie, il faut corriger le rendement thermique (ou la consommation spécifique de chaleur) ou le rendement thermodynamique (ou la consommation spécifique de vapeur), avant de faire la comparaison avec les garanties. Pour maintenir la correction à une valeur minime, il faut que les conditions de fonctionnement pendant l'essai soient aussi proches que possible des conditions de la garantie. Les écarts maximaux admissibles sont précisés en 3.8.2 pour les paramètres de fonctionnement les plus importants.

Les corrections pour écart par rapport aux conditions spécifiées de garantie peuvent être divisées en trois catégories.

La catégorie 1 comprend les corrections pour écart des conditions de fonctionnement aux bornes de la turbine elle-même, et notamment (voir également 6.7):

- a) pression de la vapeur à l'admission,
- b) température de la vapeur à l'admission,
- c) température de la vapeur resurchauffée,
- d) titre de la vapeur à l'admission,
- e) perte de charge dans le resurchauffeur,
- f) pression à l'échappement de la turbine, ou température et débit de l'eau de refroidissement du condenseur,
- g) efficacité du séparateur d'humidité s'il n'est pas fourni avec la turbine,
- h) vitesse de rotation.

$$\dot{m}_{l, \max, c} = \dot{m}_{l, \max, m} \cdot \frac{P_{l, g}}{P_{l, m}} \sqrt{\frac{P_{l, m} \cdot v_{l, m}}{P_{l, g} \cdot v_{l, g}}} \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{P_{2, g}}{P_{l, g}}\right)^2}{1 - \left(\frac{P_{2, m}}{P_{l, m}}\right)^2}} \quad (24)$$

The exponents 2 of the pressure ratios are approximations of the exact value

$$\frac{1 + k}{k}.$$

6.3. Correction of maximum output

In the correction of the maximum output $P_{\max}$ to guarantee conditions, 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 conditions, reheat temperature and condenser pressure) can be made with appropriate correction curves.

A complete correction can be made by appropriate recalculation of the thermal cycle.

An approximate correction formula assuming similar distribution of enthalpy drop and efficiency is:

$$P_{\max, c} = P_{\max, m} \cdot \frac{\dot{m}_{l, \max, c}}{\dot{m}_{l, \max, m}} \cdot \frac{\eta_{\max, c}}{\eta_{\max, m}} \quad (25)$$

For the determination $\dot{m}_{l, \max, c}$ see 6.2. The efficiency to be used shall be, according to the formulation of the guarantees, the thermal efficiency η_t or the thermodynamic efficiency η_{td} .

6.4 Correction of thermal and thermodynamic efficiency

If any operating conditions, according to 6.1, differ during the test from the guarantee conditions, the thermal or thermodynamic efficiency, or heat rate or steam rate have to be corrected before they can be compared with the guarantee values. 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 stated in 3.8.2.

The correction for deviations from specified guarantee conditions can be divided into three categories.

Category 1 comprises corrections for deviations of the terminal operating conditions of the turbine itself from specified guarantee conditions, such as (see also 6.7):

- a) initial steam pressure,
- b) initial steam temperature,
- c) reheat steam temperature,
- d) initial steam quality,
- e) reheater pressure drop,
- f) turbine-exhaust pressure or condenser cooling water temperature and flow,
- g) moisture-separator effectiveness, if not supplied with the turbine,
- h) speed.

La catégorie 2 comprend les corrections pour écart sur les variables qui concernent essentiellement le poste de réchauffage d'eau alimentaire, et notamment (voir également 6.7):

- a) écarts terminaux des réchauffeurs d'eau d'alimentation,
- b) perte de charge dans les tuyauteries de soutirage,
- c) variations des quantités d'eau emmagasinée dans le système et de l'eau d'appoint,
- d) augmentation de l'enthalpie dans les pompes d'extraction et dans les pompes alimentaires,
- e) sous-refroidissement des condensats dans le condenseur,
- f) débits de désurchauffe de la chaudière,
- g) configuration différente du poste de réchauffage de l'eau alimentaire (réchauffeur hors service, par exemple).

Les corrections de la catégorie 3 concernent les conditions de fonctionnement de l'alternateur. Elles sont indépendantes du reste de la centrale et simples à déterminer. Néanmoins, si la chaleur résultant des pertes de l'alternateur est transférée à l'eau alimentaire, ces corrections présentent une plus grande importance et sont traitées de préférence dans la catégorie 2:

- a) facteur de puissance de l'alternateur,
- b) tension,
- c) pression d'hydrogène.

6.5 Définition et application des coefficients de correction

En ce qui concerne les corrections, on admet généralement que les influences des divers paramètres de fonctionnement sur les résultats d'essais sont indépendantes les unes des autres. De ce fait, les valeurs de correction sont déterminées individuellement en fonction des variations des paramètres de fonctionnement pris séparément et elles sont ensuite combinées pour constituer la correction totale.

Les coefficients de correction sont des facteurs déterminés comme suit:

$$F = \frac{\eta_c}{\eta_m} \quad (26)$$

où:

η_c est le rendement corrigé basé sur les conditions de garanties
 η_m est le rendement mesuré

Les coefficients de correction individuels $F_1, F_2, F_3 \dots$ sont alors combinés pour donner un coefficient de correction total F_{tot} .

$$F_{tot} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \dots$$

La valeur de rendement corrigée est alors:

$$\eta_c = \eta_m \cdot F_{tot} \quad (27)$$

Pour tous les paramètres pour lesquels la correction dépend de la charge, les facteurs de correction doivent être déterminés pour chacune des charges pour lesquelles les garanties sont données.

La correction du résultat de l'essai suivant les conditions des garanties peut également être effectuée par un nouveau calcul complet de la turbine et de son cycle thermodynamique, normalement à l'aide d'un programme d'ordinateur tenant compte des caractéristiques des éléments de la turbine et de la centrale et des conditions de fonctionnement durant l'essai. Cette méthode donne directement une correction complète sans l'utilisation des coefficients de correction individuels et prend également en compte dans une large mesure l'interdépendance des différentes variables.

Les corrections de la catégorie 2 peuvent également être effectuées par un nouveau calcul de la turbine, si l'on ne dispose pas des courbes de correction pour ces variables. Les corrections de la catégorie 1 sont alors effectuées en utilisant des courbes de correction.

Category 2 comprises variables which primarily affect the feed-heating system. This category includes corrections, such as the following (see also 6.7):

- a) feed-heater terminal differences,
- b) extraction-line pressure drops,
- c) system water-storage changes and make-up flow,
- d) enthalpy rise through condensate and feed-pumps,
- e) condensate undercooling in condenser,
- f) spray-attenuator flows for boiler,
- g) different configuration of feed-heating system (for example, heater out of service).

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:

- a) generator power factor,
- b) voltage,
- c) hydrogen pressure.

6.5 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:

$$F = \frac{\eta_c}{\eta_m} \quad (26)$$

where:

η_c is the corrected efficiency based on specified guarantee conditions

η_m is the measured efficiency

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

$$F_{tot} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \dots$$

The corrected efficiency value is then:

$$\eta_c = \eta_m \cdot F_{tot} \quad (27)$$

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.

6.6 Méthode de correction

La méthode de correction à retenir ainsi que les coefficients et courbes nécessaires dépendent du mode de comparaison des résultats d'essai avec les garanties (voir 6.8).

- a) Si la comparaison est faite à débit constant à l'admission, on doit calculer l'influence de chaque variable sur le rendement thermique ou thermodynamique.
- b) Si la comparaison est faite à ouverture constante des soupapes d'admission, on doit calculer l'influence de chaque variable sur le rendement et sur la puissance.

La méthode de correction et de comparaison à utiliser devra faire l'objet d'un accord entre les deux parties intéressées à l'essai, suffisamment tôt avant l'essai pour permettre l'exécution du travail préparatoire requis. Les courbes de correction du constructeur devront être fournies dans un délai convenu (sauf stipulation contraire du contrat, environ trois mois avant l'essai).

La méthode de correction décrite en 6.6.1 est particulièrement recommandée pour les turbines intégrées dans des cycles complexes (turbines à soutirage ou à prélèvements de vapeur pour d'autres applications, à admission de vapeur secondaire, ou avec poste de réchauffage de l'eau alimentaire complexe), et pour les turbines comportant de nombreuses corrections de cycle. Si des moyens de calcul appropriés sont utilisés, cette méthode donne des corrections plus exactes, plus complètes et plus utiles que les corrections faites suivant la méthode décrite en 6.6.2. D'autres méthodes de correction appropriées peuvent également être utilisées sur accord.

6.6.1 Correction par bilan thermodynamique

On peut effectuer la correction en calculant un bilan thermodynamique pour corriger le cycle et les conditions d'essai pour les ramener au cycle et aux conditions spécifiées de garantie. Cela revient à utiliser les rendements d'essai de la turbine (corrigés si nécessaire en fonction des conditions d'essai) et les conditions spécifiées de garantie pour calculer un «cycle d'essai corrigé» qui peut être comparé au cycle de garantie.

En variante, on peut corriger, en calculant un bilan thermodynamique, le cycle et les conditions spécifiées de garantie pour les ramener au cycle et aux conditions d'essai. Cela revient à utiliser les rendements garantis de la turbine (corrigés si nécessaire en fonction des conditions d'essai) et les conditions d'essai pour calculer un «nouveau cycle de garantie» qui peut être comparé au cycle d'essai.

La première méthode est habituellement appliquée aux turbines alimentées en vapeur surchauffée, alors que la seconde est plus facile à utiliser correctement pour les turbines alimentées en vapeur humide.

Pour la correction par nouveau calcul d'un bilan thermique complet, aux conditions d'essai, il est nécessaire d'adopter une méthode de calcul (programme) qui prenne en compte l'influence des conditions d'essai sur les performances de la turbine et des constituants de la centrale.

Si le programme utilisé pour le calcul du cycle de garantie contractuelle ne peut être utilisé, la méthode suivante peut être appliquée:

Une valeur de rendement thermique aux conditions de garantie η'_g est d'abord déterminée à l'aide du programme disponible. Cette valeur peut varier légèrement par rapport au rendement garanti η_g en raison de différences mineures entre les programmes et les données utilisés pour la détermination des valeurs de garantie et ceux qui sont utilisés pour le nouveau calcul. Un rendement thermique, aux conditions d'essai η'_m est alors calculé avec le même programme et les mêmes caractéristiques de performance de la turbine et des constituants de la centrale.

6.6 *Correction methods*

The determination of the correction method and of the necessary values and curves depends on the method to be applied for the guarantee comparison (see 6.8).

- a) If the guarantee comparison is made for constant initial steam flow, for each variable its influence on the thermal or thermodynamic efficiency has to be considered for the correction.
- b) If the guarantee comparison is made for constant valve position of the turbine, the influence on both efficiency and output of each variable has to be determined.

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 (unless special agreements have been made in the contract, approximately three months before the test).

The correction method of 6.6.1 is recommended, in particular, for turbines with complicated cycles (turbines with steam extraction or bleeding for other purposes, with secondary steam entry, 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 the corrections according to the method described in 6.6.2. Other suitable correction methods may also be applied by agreement.

6.6.1 *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 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.

Le rendement thermique mesuré, corrigé en fonction des conditions d'essai η_c , est alors:

$$\eta_c = \eta_m \frac{\eta'_g}{\eta'_m} \quad (28)$$

Les corrections par calcul peuvent être limitées à la catégorie 2, celles des catégories 1 et 3 étant effectuées à l'aide de courbes de correction. Si un nouveau calcul de cycle pour les corrections de la catégorie 2 a déjà provoqué un changement de valeur d'une variable donnant lieu à une correction de catégorie 1 ou 3, seule la correction pour l'écart restant par rapport à la condition garantie peut être faite à l'aide de la courbe.

Les deux principes décrits en 6.6 peuvent être appliqués pour la correction par calcul du bilan thermique. La méthode de comparaison avec la garantie doit être choisie en conséquence (voir 6.8).

Toutes les méthodes de calcul et les données nécessaires doivent être mises à la disposition des parties intéressées à l'essai, suffisamment tôt avant l'essai de réception.

6.6.2 Correction par l'utilisation des courbes de correction fournies par le constructeur

Dans le cas de 6.6a), les courbes de correction indiquent la valeur du coefficient de correction F_η pour le rendement en fonction des différentes variables. Dans le cas de 6.6b), les courbes du coefficient de correction F^*_η pour le rendement — différentes de celles du cas 6.6a) — et du coefficient de correction F^*_p pour la puissance en fonction des différentes variables sont nécessaires.

Si le facteur de correction dépend également du débit de vapeur à l'admission (cas 6.6a)), ou de la puissance (cas 6.6b)), il faut disposer de plusieurs courbes de correction pour les différentes charges, et de préférence pour les charges de la garantie.

La méthode donnée en 6.6, pour laquelle les courbes de correction ont été préparées et doivent être utilisées, doit être clairement indiquée sur celles-ci.

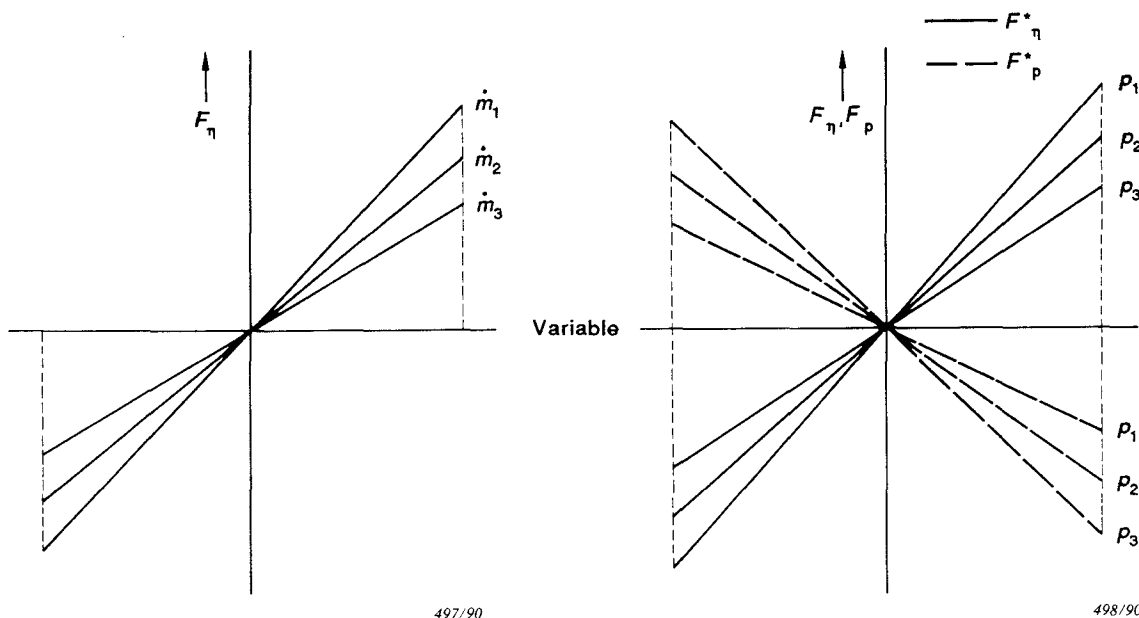


FIG. 13a. — Correction suivant 6.6a).

FIG. 13b. — Correction suivant 6.6b).

FIG. 13. — Courbes de correction types.

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

$$\eta_c = \eta_m \frac{\eta'_g}{\eta'_m} \quad (28)$$

The correction by calculation may be limited to the variables of Category 2, the correction for variables of Categories 1 and 3 are made by use of correction curves. If the recalculation of the cycle for the Category 2 corrections has already caused a change in value of a variable causing Categories 1 or 3 to be corrected, only the remaining difference to guarantee condition may be corrected with the curve.

Both principles described in 6.6 may be applied for correction by heat balance calculation. The method of guarantee comparison is to be chosen accordingly (see 6.8).

All necessary data and calculation methods shall be made available to the parties to the test sufficiently early before the acceptance test.

6.6.2 Correction by use of correction curves prepared by the manufacturer

For case 6.6a) the correction curves gives values of the correction factor F_η for the efficiency as a function of the different variables. For case 6.6b), curves for the correction factors F^*_η for the efficiency, different from those for case 6.6a) and for the correction factors F^*_p for the output, as a function of the different variables, are necessary.

If a correction factor depends also on initial steam flow (case 6.6a)), or output (case 6.6b)), several correction curves for different loads, preferably for the guarantee loads, are necessary.

It shall be clearly indicated, on the correction curves, the method described in 6.6 for which they have been prepared and have to be applied.

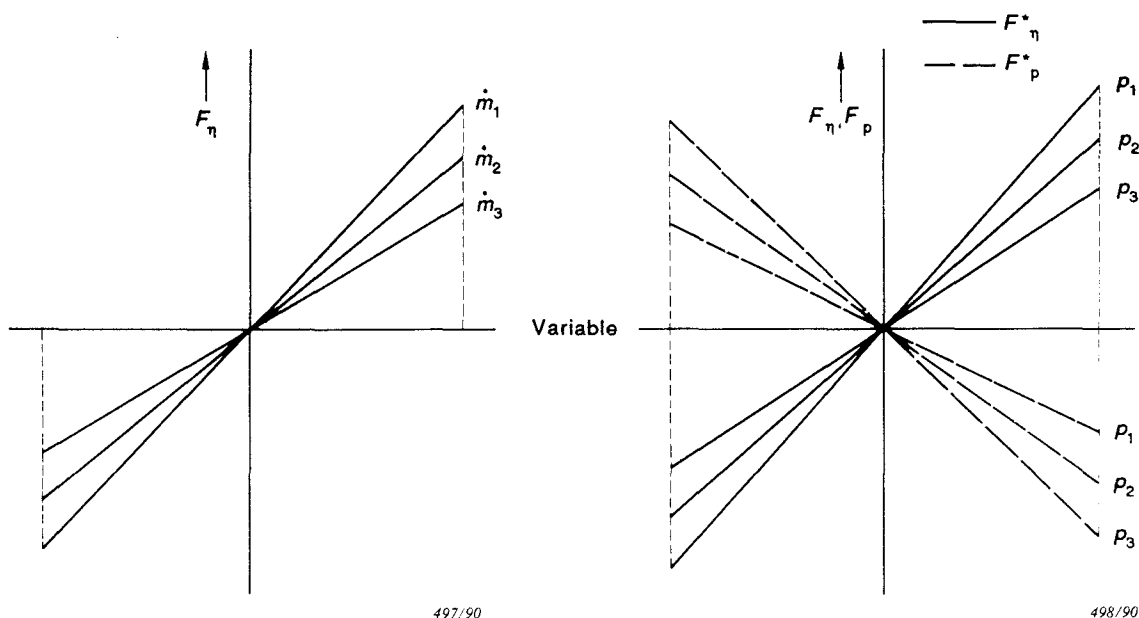


FIG. 13a. — Correction according to 6.6a). FIG. 13b. — Correction according to 6.6b).

FIG. 13. — Typical correction curves.

6.6.3 Essais pour la détermination des coefficients de correction

Il est possible que le calcul des coefficients de correction, mentionnée en 6.6.2, ne permette pas d'obtenir une précision satisfaisante. Dans ce cas, et spécialement en ce qui concerne la pression d'échappement, il est recommandé d'effectuer des essais spéciaux pour déterminer les coefficients de correction.

Tous les essais d'une même série au cours desquels on fait varier une condition (par exemple la pression d'échappement en admettant de l'air dans le condenseur) doivent être effectués le même jour, par le même personnel et avec les mêmes appareils. Un délai suffisant doit être laissé entre essais de la même série pour établir des conditions stables.

6.7 Variables à considérer dans la correction

Les corrections des résultats d'essai peuvent être effectuées seulement pour les écarts par rapport aux conditions de la garantie aux entrées et/ou sorties du système auquel on se réfère pour définir la garantie, ou pour des écarts à l'intérieur de ce système, qui ne relèvent pas de la responsabilité du fournisseur de la turbine. Suivant le cas, «système» peut signifier:

- a) la turbine seule;
- b) la turbine et le poste d'eau d'alimentation avec ou sans les pompes;
- c) la turbine, le poste d'eau d'alimentation, le condenseur;
- d) la turbine, le poste d'eau d'alimentation, le condenseur et/ou la machine entraînée.

6.7.1 Turbines avec poste de réchauffage de l'eau alimentaire

On doit prendre en considération les écarts sur les variables ou conditions suivantes, pour corriger les résultats d'essai de rendement thermique (ou de consommation spécifique de chaleur) d'une turbine avec poste de réchauffage de l'eau alimentaire:

Catégorie 1:

- a) pression de la vapeur à l'admission¹⁾,
- b) température de la vapeur à l'admission,
- c) température de la vapeur resurchauffée,
- d) perte de charge dans le resurchauffeur,
- e) pression à l'échappement, ou température à l'entrée du condenseur et débit de l'eau de refroidissement,
- f) si nécessaire, température finale de l'eau alimentaire²⁾,
- g) vitesse de rotation.

Variables supplémentaires pour turbines alimentées en vapeur humide:

- h) titre de la vapeur à l'admission,
- i) titre de la vapeur à la sortie du séparateur d'humidité³⁾,
- j) écart terminal du resurchauffeur³⁾,
- k) perte de charge dans le séparateur d'humidité et le resurchauffeur³⁾.

¹⁾ Les écarts par rapport à la valeur spécifiée sur la pression de la vapeur à l'admission, résultant d'un écart par rapport à la valeur spécifiée sur le débit maximal de vapeur à l'admission des turbines à pression variable, dans les limites stipulées au contrat, doivent être pris en compte dans la correction.

²⁾ Les écarts par rapport à la valeur spécifiée sur la température finale de l'eau alimentaire, résultant de l'écart terminal du réchauffeur supérieur ou de la perte de charge dans la tuyauterie, par rapport à la valeur spécifiée, sur les écarts terminaux des réchauffeurs ou sur la perte de charge du circuit de vapeur soutirée, dans les limites stipulées au contrat, doivent être pris en compte dans la correction.

³⁾ Uniquement si ces matériels ne sont pas fournis au titre du contrat.

6.6.3 *Tests to determine correction values*

It is possible that the calculation of the correction factors referred to in 6.6.2 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.

6.7 *Variables to be considered in the correction*

Corrections of the 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. For 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.

6.7.1 *Turbines with regenerative feed-water heating*

In the correction of test results of the thermal efficiency (or heat rate) of turbines with regenerative feed-water heating, deviations of the following variables or conditions from the guarantee conditions during the test have to be considered:

Category 1:

- a) initial steam pressure¹⁾,
- b) initial steam temperature,
- c) reheat steam temperature,
- d) pressure drop in the reheater,
- e) exhaust pressure or condenser cooling water inlet temperature and flow rate,
- f) final feed-water temperature, if required²⁾,
- g) speed.

Additional variables for turbines using wet steam:

- h) initial steam quality,
- i) steam quality at the outlet of the moisture separator³⁾,
- j) terminal difference of reheater³⁾,
- k) pressure drop in moisture separator and reheater³⁾

¹⁾ 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.

²⁾ 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 within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

³⁾ Only if this equipment does not form part of the scope of the contract.

Catégorie 2:

- a) température des condensats à l'entrée du poste de réchauffage (sous-refroidissement des condensats dans le condenseur, influence des réfrigérants d'hydrogène et d'huile et du condenseur de l'éjecteur à vapeur),
- b) débit d'eau de désurchauffe de la vapeur surchauffée, sauf si cette eau est prélevée en fin du poste de réchauffage, et de la vapeur resurchauffée,
- c) écarts terminaux des réchauffeurs d'eau alimentaire, refroidisseurs de purges et désurchauffeurs²⁾,
- d) pertes de charge dans les tuyauteries de soutirage²⁾,
- e) augmentation de l'enthalpie de l'eau dans la pompe alimentaire,
- f) modification de la configuration du poste d'eau (par exemple contournement partiel ou total des réchauffeurs),
- g) eau d'appoint,
- h) niveau de l'eau alimentaire dans les capacités du circuit,
- i) débit de vapeur de l'éjecteur,
- j) débit et caractéristique de la vapeur à l'admission de la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire.
- k) toute autre addition ou extraction de chaleur (voir également 6.4),
- l) débit de vapeur à l'admission⁴⁾,
- m) perte de charge dans les soupapes de réglage en position d'ouverture partielle⁵⁾,
- n) tout autre écart par rapport aux conditions de la garantie.

Catégorie 3:

- a) facteur de puissance de l'alternateur,
- b) tension,
- c) pression et pureté du gaz de refroidissement de l'alternateur.

6.8 Comparaison avec la garantie

Les présentes règles ne prennent pas en considération les marges ou tolérances arbitraires précisées dans un contrat et s'appliquant à la consommation garantie de chaleur ou de vapeur. On doit rendre compte des résultats d'essais tels qu'ils ont été calculés à partir des relevés d'essai, compte tenu de toute correction relative aux mesures.

Les résultats d'essai corrigés sont comparés avec les valeurs garanties spécifiées dans le contrat.

La comparaison avec la garantie doit être faite en accord avec la méthode de correction choisie (voir 6.6).

Lorsque le rendement est garanti pour n points de fonctionnement, la garantie est considérée comme satisfaite si:

$$\sum_{i=1}^{i=n} (\eta_{c,i} - \eta_{g,i}) \geq 0 \quad (29)$$

sauf indication contraire dans le contrat.

⁴⁾ La correction pour écart sur le débit de vapeur à l'admission est nécessaire seulement si la correction et la comparaison avec la garantie sont effectuées en se référant à un point garanti, et non à une courbe (voir 6.8.1).

⁵⁾ Les valeurs garanties sont généralement spécifiées aux points d'attaque des soupapes (voir 3.6.1) et les essais sont effectués également aux points d'attaque des soupapes, en prenant en compte les limites d'écart par rapport aux conditions de la garantie précisées au tableau I. De ce fait, une correction n'est pas nécessaire. Si un point d'ouverture partielle est garanti (par exemples turbine à admission totale avec laminage à charge partielle), l'essai doit être effectué avec la perte de charge par laminage, spécifiée à la garantie, ou bien une correction doit être effectuée.

Category 2:

- a) Inlet temperature of condensate into feed-heating system (undercooling of condensate in condenser, influence of hydrogen cooler, oil cooler, ejector-steam condenser),
- b) water flow for spray attemperation 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 desuperheaters²⁾,
- d) pressure drop in extraction lines²⁾,
- 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 6.4),
- l) initial steam flow⁴⁾,
- m) pressure drop in regulating valve(s) in throttling position⁵⁾,
- n) any further deviations from guarantee conditions.

Category 3:

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

6.8 *Guarantee comparison*

These rules do not include consideration of any arbitrary overall tolerances or margins on steam or heat consumption guarantees written in a contract. The test results shall be reported as calculated from the test observations, due account being taken of any corrections relating to the measurements.

The corrected test results shall be compared with the guarantee values specified in the contract.

The guarantee comparison shall be made in accordance with the correction method chosen (see 6.6).

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

$$\sum_{i=1}^{i=n} (\eta_{c,i} - \eta_{g,i}) \geq 0 \quad (29)$$

unless otherwise stated in the contract.

⁴⁾ A correction for differing initial steam flow is necessary only if correction and guarantee comparison are made to a guarantee point, not to a locus curve (see 6.8.1).

⁵⁾ The guarantee values are specified normally for valve points (see 3.6.1) and tests are conducted at valve points also with due consideration for the limits of deviations from guarantee conditions specified in Table I. 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.

Si les différents points de fonctionnement garantis sont pondérés dans le contrat, ils doivent être pondérés de la même façon dans la comparaison.

6.8.1 Comparaison avec une courbe de valeurs garanties

Si la garantie est donnée pour plusieurs points de fonctionnement ayant des définitions semblables (en général, points d'attaque des soupapes), on peut établir une courbe des valeurs garanties.

Si les résultats de l'essai sont corrigés suivant 6.6a), la courbe doit être établie en fonction du débit de vapeur à l'admission $\dot{m}_1$ et l'on compare le résultat d'essai corrigé η_c avec la valeur η_g donnée par la courbe pour le débit à l'admission mesuré $\dot{m}_{1,m}$ (voir figure 14a).

Si les résultats de l'essai sont corrigés suivant 6.6b), la courbe doit être établie en fonction de la puissance P , et l'on compare le résultat d'essai corrigé η_c avec la valeur η_g donnée par la courbe garantie pour la puissance garantie P_g (voir figure 14b).

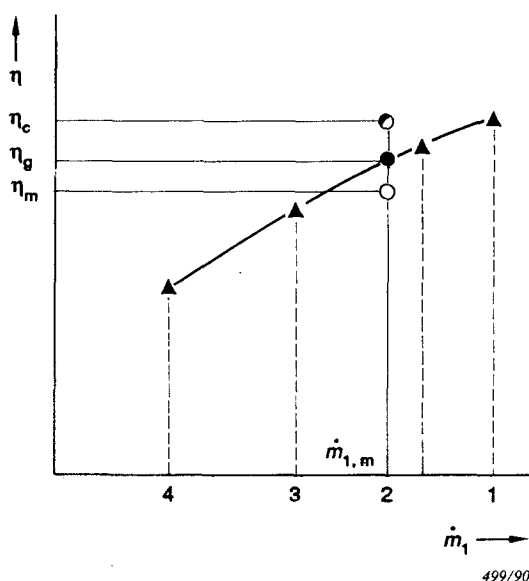


FIG. 14a. — Courbe de garantie en fonction du débit de vapeur à l'admission.

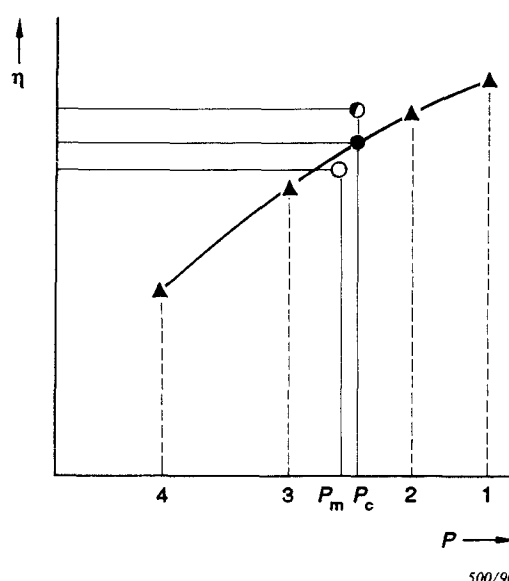


FIG. 14b. — Courbe de garantie en fonction de la puissance.

- ▲ Points garantis
- Points mesurés
- Points corrigés
- Point de courbe de valeurs garanties

FIG. 14. — Comparaison avec une courbe de valeurs garanties.

6.8.2 Comparaison avec un point de fonctionnement garanti

Pour faire une comparaison avec une seule valeur garantie, le résultat d'essai corrigé suivant 6.6a) doit être à nouveau corrigé pour tenir compte de l'écart entre le débit à l'admission mesuré et le débit garanti.

Si le résultat d'essai est corrigé suivant 6.6b), la nouvelle correction doit tenir compte seulement de l'écart entre la puissance mesurée et la puissance corrigée.

6.8.3 Comparaison avec les garanties aux charges partielles

Si des garanties à charges partielles sont données pour une turbine à réglage par laminage à l'admission, le degré d'ouverture des soupapes de réglage doit être précisé. Le résultat de l'essai doit, alors, être également corrigé pour tenir compte de la différence d'ouverture entre

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

6.8.1 Guarantee comparison with locus curve

If several guarantee points with identical definitions (normally “valve points”) are given, a locus curve of the guarantee values can be established.

If the test results have been corrected according to 6.6a) the locus curve shall be established as a function of initial steam flow $\dot{m}_1$ and the corrected test result η_c is compared with the value η_g of the guarantee curve at the measured initial steam flow $\dot{m}_{1,m}$ (see Figure 14a).

If the test results have been corrected according to 6.6.b) the locus curve shall be established as a function of output P and the corrected test result η_c is compared with the value η_g of the guarantee curve at the guaranteed output P_g (see Figure 14b).

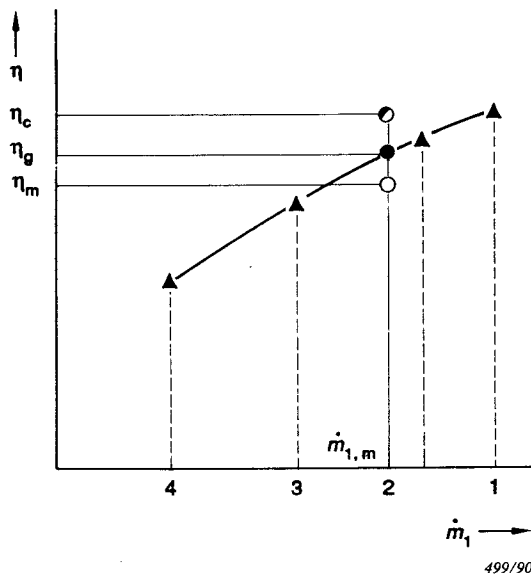


FIG. 14a. — Locus curve as function of initial steam flow.

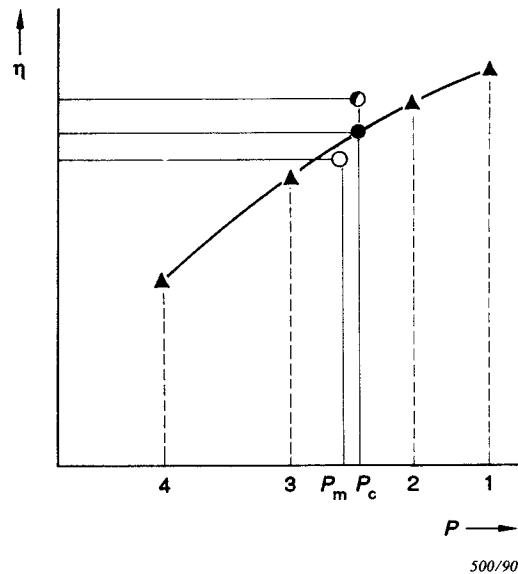


FIG. 14b. — Locus curve as function of output.

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

FIG. 14. — Guarantee comparison on locus curve.

6.8.2 Guarantee comparison with guarantee point

For comparison with a single guarantee value, a test result corrected according to 6.6a) has to be corrected further for the influence of the difference between measured initial steam flow and guaranteed steam flow.

If the test result has been corrected according to 6.6b) only the difference between the corrected output and the guarantee output has to be considered for the further correction.

6.8.3 Guarantee comparison for turbines with throttle regulation

If, for turbines with throttle control, guarantees for partial loads are given, 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 guaranteed conditions and test conditions in a way

les conditions garanties et les conditions d'essai d'une manière qui soit en conformité avec la méthode choisie selon 6.6; la comparaison avec la garantie peut alors être effectuée suivant 6.8.1 ou 6.8.2.

La valeur d'essai corrigée peut également être comparée avec la valeur donnée par la courbe moyenne garantie pour le même pourcentage du débit de vapeur maximal à l'admission ou de la puissance maximale corrigée, avec les soupapes à pleine ouverture. La valeur nécessaire du débit de vapeur maximal à l'admission ou de la puissance maximale de la turbine essayée peut être très aisément déterminée par un essai effectué avec les soupapes à pleine ouverture.

which is in accordance with the method chosen in 6.6. Then the guaranteed comparison can be made according to 6.8.1 or 6.8.2.

Alternatively, the corrected test value can be compared with the value of the guaranteed locus curve at the same percentage value of initial steam flow capacity or 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 run with valves wide open.

ANNEXE A

CONTRÔLES DES FUITES AU CONDENSEUR ET AUX RÉCHAUFFEURS D'EAU ALIMENTAIRE (voir 3.4.5)

A1. Contrôle des fuites aux réchauffeurs d'eau alimentaire

On peut vérifier les fuites des réchauffeurs d'eau, turbines hors service, en utilisant les pompes d'extraction ou les pompes alimentaires des chaudières pour maintenir en pression le côté eau des réchauffeurs. Les fuites sont indiquées par l'accumulation d'eau dans le puits de purge ou le corps du réchauffeur et, si l'on maintient la pression d'eau à la valeur normale en utilisation, on peut évaluer le débit des fuites. Il faudra penser, toutefois, que le débit de fuite peut varier avec la température du réchauffeur. Le débit de fuite mesuré ne devra, donc, être considéré que comme une indication de l'étanchéité relative du réchauffeur et ne devra pas être utilisé pour la correction de la mesure du débit principal.

Dans certaines installations, il peut être possible de vérifier les fuites d'un réchauffeur, la turbine étant en fonctionnement, si l'on peut réaliser une fermeture étanche du soutirage de vapeur et s'il n'y a pas de purges en cascade arrivant dans le réchauffeur faisant l'objet de la vérification.

En cas de doute, une bonne méthode pour vérifier les fuites d'un réchauffeur en fonctionnement consiste à injecter une certaine quantité de produit chimique de traitement de l'eau dans la tuyauterie d'eau d'extraction en amont du réchauffeur. Un contrôle de la conductivité des purges du réchauffeur considéré comme douteux montre, dans le cas d'une fuite, une élévation brusque de la conductivité lorsque le produit injecté traverse le réchauffeur.

A2. Contrôle des fuites du condenseur

Avant et aussitôt après les essais de la turbine, il y a lieu d'effectuer une épreuve hydraulique du condenseur, en remplissant l'espace de vapeur avec de l'eau jusqu'à au moins 20 cm au-dessus de la rangée supérieure des tubes et en notant les fuites d'eau, s'il en existe, dans les boîtes à eau d'entrée et de sortie.

Une variante pour contrôler le condenseur avant et après les essais de la turbine consiste à faire le vide complet dans le condenseur et dans la turbine en fermant toutes les arrivées d'air et de vapeur et en refoulant l'eau dans les tubes du condenseur avec les pompes de circulation. La variation de la quantité d'eau contenue dans le puits permet de mesurer les fuites du condenseur. L'étanchéité du condenseur, immédiatement avant et pendant les essais de la turbine, devra être vérifiée par un essai de conductivité électrique d'un échantillon de vapeur condensée provenant de l'échappement de la turbine, d'un échantillon de condensat prélevé dans le puits du condenseur et d'un échantillon d'eau de circulation dilué dans une quantité connue d'eau distillée.

En variante, on peut vérifier les fuites au moyen d'une méthode chimique ou d'une méthode utilisant un procédé fluorescent.

APPENDIX A

FEEDWATER HEATER LEAKAGE AND CONDENSER LEAKAGE TESTS (see 3.4.5)

A1. 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.

A2. 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 subject the condenser and turbine to 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 the steam condensed from the exhaust of the turbine, 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.

ANNEXE B

TUYÈRES AVEC PRISE DE PRESSION AU COL (voir 4.3.2.1)

B1. Conception et fabrication

En raison du degré élevé de précision requis, il faut respecter les spécifications suivantes, concernant la conception et la fabrication des tuyères avec prises de pression au col pour la mesure de débit principal. La figure B1 montre un exemple de tuyère à rapport faible, long rayon, avec prises de pression au col, répondant à ces exigences.

- a) L'entrée doit être conçue pour donner un gradient de pression favorable de façon à ce que la couche limite soit très mince dans la section du col et qu'il n'y ait pas de décollement de la veine. De plus, l'entrée doit être conçue pour assurer un débit uniforme près du col. La section cylindrique de la tuyère doit avoir des parois parallèles et être concentrique à la tuyauterie (voir B2b)). Toute divergence peut entraîner une forme particulière de la courbe du coefficient de décharge en fonction du nombre de Reynolds. Néanmoins, une légère convergence est acceptable, à condition qu'elle n'excède pas un millièmme de mm par mm de longueur. La section située dans le plan des prises de pression au col doit être utilisée pour le calcul. En se référant à la figure B1, le col de la tuyère doit être circulaire à $\pm 0,0002 d$ près, cela étant vérifié par la mesure d'au moins quatre diamètres dans le plan des prises de pression. La tuyère doit être fabriquée avec un matériau résistant à la corrosion, de coefficient de dilatation thermique connu, une finition de surface de $2 \cdot 10^{-4}$ mm, ou meilleure, et ne doit comporter aucune bavure, rayure, ondulation ni aucun défaut.
- b) Les prises de pression doivent avoir une profondeur d'au moins deux fois leur diamètre. Elles doivent être percées de façon à être perpendiculaires à la surface d'alésage; elles doivent avoir des arêtes vives et être exemptes de bavure. Les prises de pression aval doivent être percées au col de la tuyère de façon à réduire l'effet des perturbations aval sur cette mesure de pression. Les prises de pression amont doivent être faites soigneusement et doivent être placées à un diamètre de la conduite, en amont de l'entrée de la tuyère.
- c) Le dernier point de conformité requis est la forme de la courbe du coefficient de décharge en fonction du nombre de Reynolds (voir figure B2) qui devra être déterminée pour chaque groupe de prises de pression à utiliser. La tuyère ne doit être utilisée que pour des nombres de Reynolds au col supérieur à $3 \cdot 10^6$.
- d) Pour obtenir une précision de lecture maximale, le diamètre de la section de la tuyère doit être choisi pour obtenir la déviation maximale possible, en prenant en considération à la fois la pression disponible à la pompe et la plage de mesures du manomètre. Cette plage de mesures devra être choisie en fonction du débit maximal et des fluctuations pouvant être rencontrées. La tuyère ne doit pas être utilisée pour mesurer des débits qui provoqueraient une déviation de manomètre inférieure à la plus grande des deux valeurs suivantes: 1000 fois l'erreur de mesure et 150 mm de mercure. Lorsque l'on doit mesurer des débits sur une plus large gamme qui ne peut être obtenue en respectant les exigences données ci-dessus, l'utilisation de tuyères supplémentaires avec des sections différentes est autorisée. Ces tuyères doivent être dimensionnées de façon à permettre d'effectuer l'un des points d'essai avec chaque tuyère.

APPENDIX B

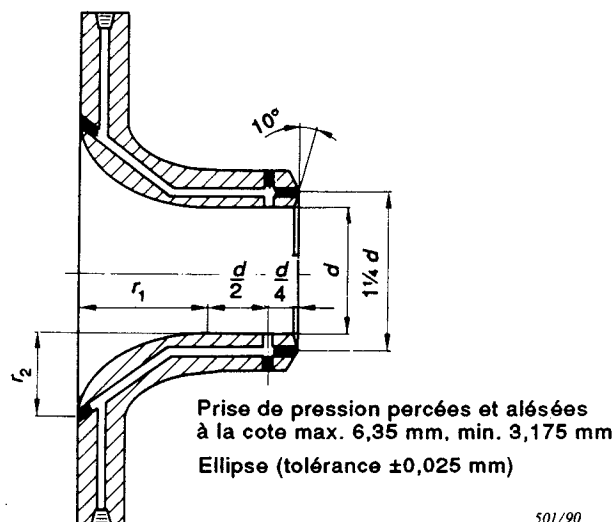
THROAT TAP NOZZLE

(see 4.3.2.1)

B1. Design and manufacture

Because of the high degree of accuracy necessary, the following requirements are given regarding the design and manufacture of throat-tap nozzles for primary-flow measurement. Figure B1 is an example of a long-radius, low-ratio nozzle shape, with throat taps, that satisfies these requirements.

- a) The entrance shall be designed to give a favourable pressure gradient so that the boundary layer will be very thin in the throat section and there will be no flow separations. Also, the entrance shall be designed to give a uniform flow approaching the throat section. The cylindrical section of the nozzle shall have parallel walls and be concentric with the pipe (see B2b)). Any divergence may cause a peculiarly shaped coefficient of discharge versus Reynolds number curve. However, slight convergence is acceptable, but no more than one thousandth mm per mm of throat length. The area in the plane of the throat taps shall be used in the coefficient calculation. Referring to Figure B1 the throat of the nozzle shall be round within the limits of $\pm 0.0002 d$, as determined by measurements on at least four diameters in the plane of the throat taps. The nozzle shall be made from a corrosion-resistant material with known thermal-expansion coefficient and its surface should have a $2 \cdot 10^{-4}$ mm finish or better, and shall be free from all burrs, scratches, imperfections, or ripples.
- b) The pressure taps shall be at least two pressure-tap diameters deep. They shall be machined perpendicular to the bore surface, shall have sharp corners, and be free from burrs. The downstream pressure taps shall be machined in the throat of the nozzle in order to decrease the effect of downstream disturbances on this pressure measurement. The upstream taps shall be carefully made and shall be located one pipe diameter upstream from the nozzle entrance.
- c) The final determination of the compliance with the above requirements is the shape of coefficient of discharge versus the Reynolds number curve (see Figure B2) which should be determined for each set of taps to be utilized. The nozzle shall be used only in the range where the throat Reynolds number exceeds $3 \cdot 10^6$.
- d) In order to obtain maximum reading accuracy, the nozzle-throat diameter shall be selected to give the maximum deflection practicable, considering both the available pumping head and the manometer range. The manometer range should be selected to allow for fluctuations and for maximum flow which may be encountered. The nozzle shall not be used to measure flows which give manometer deflections of less than 1000 times the reading error, or 150 mm of mercury, whichever is larger. When it is necessary to measure flow over a larger range than can be obtained by complying with this requirement, it is permissible to use additional nozzles with different throat diameters. These nozzles shall be sized so that one of the test points can be measured with either nozzle.

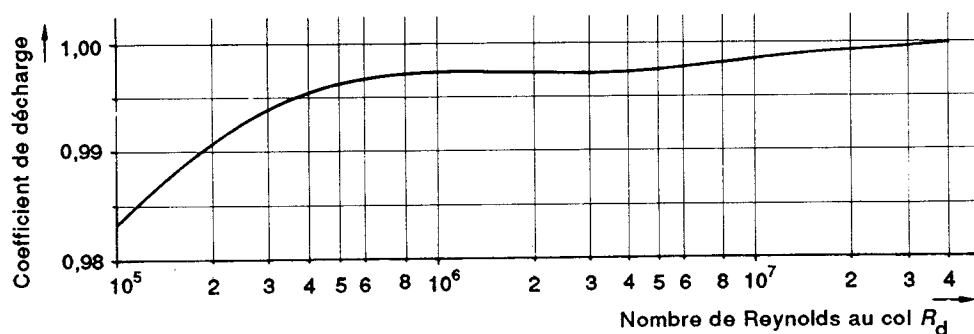


501/90

FIG. B1. — Tuyère de mesure à prise de pression au col.

Notes 1. — Les orifices de prise de pression doivent avoir des arêtes vives à angles droits et sans bavure. Les orifices de prise de pression doivent être percés et alésés avant l'alésage et le polissage finaux. Un bouchon monté à la presse est alors inséré dans l'orifice. L'alésage et le polissage finaux devront être effectués après l'insertion du bouchon. Le bouchon doit être conçu en prévision de son extraction après alésage et polissage du col. Après extraction du bouchon, toute bavure encore présente sur les bords de l'orifice peut être éliminée à l'aide d'une tige d'érable conique frottée sur les bords de l'orifice.

2. — Le col de la tuyère peut converger à 0,001 mm par mm au maximum. Aucune divergence n'est acceptable.
3. — Le matériau utilisé doit résister à la corrosion.



502/90

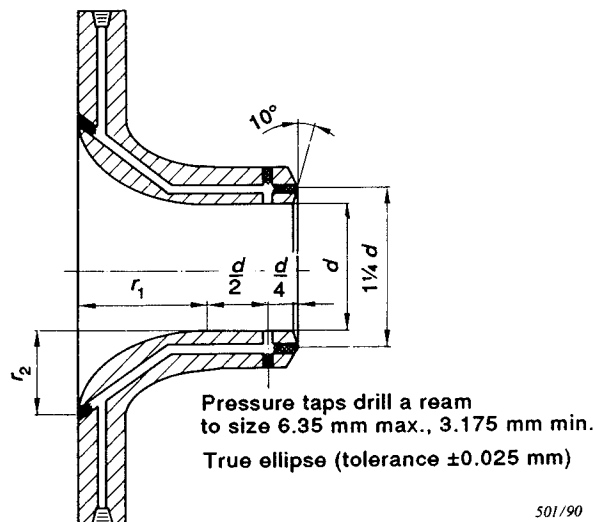
Nombre de Reynolds au col No. $\times 10^{-6}$	C
	$\beta = 0,43$
0,1	0,9834
0,2	0,9909
0,3	0,9939
0,4	0,9953
0,5	0,9961
0,6	0,9966
0,8	0,9970
1,0	0,9972
2,0	0,9970
3,0	0,9970
4,0	0,9972
5,0	0,9974
6,0	0,9978
8,0	0,9980
10,0	0,9983
20,0	0,9991
30,0	0,9994
40,0	0,9998

FIG. B2. — Courbe type d'étalonnage de tuyère pour $\beta = 0,43$.

Pour d'autres valeurs de β dans la gamme de fréquences 0,25–0,50:
 $C = C_{(\beta = 0,43)} + (0,011\,339\,\beta - 0,0049)$.

B2. Élément de mesure

- a) La tuyère doit être montée dans un tronçon de tuyauterie comme l'indique la figure B3. Cette tuyauterie doit comprendre soit un tranquilliseur d'écoulement, qui divise la section d'écoulement au moins en 50 parties approximativement égales, soit un tranquilliseur multiplaques perforées, comprenant approximativement 200 trous par plaque. Il faut une longueur droite de 20 diamètres en amont de la tuyère pour que le profil des vitesses à l'approche de la section de mesure soit suffisamment uniforme. A l'aval de la tuyère, il faut une longueur droite de 10 diamètres, de même section que la longueur droite amont, pour assurer une mesure fiable de la pression au col.

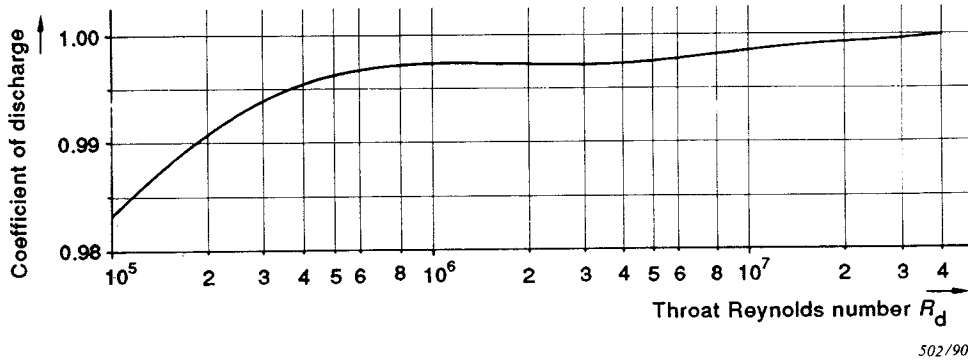


Notes 1. — Pressure tap holes to have square and sharp corners and to be free of burrs. The pressure tap holes are to be drilled and reamed before the final boring and polishing of the throat. A plug with a press fit is then inserted in the hole. The final boring and polishing operation should be done after the insertion of the plug. The plug should be made with provision for pulling it out of the hole after the polishing and machining is completed. After removal of this plug, any slight burr which might be left on the edge of the hole may be removed by taking a tapered piece of maple and rolling it around the pressure tap.

2. — The throat of the nozzle may converge as much as 0.001 mm per mm. No divergence is acceptable.

3. — Material to be corrosion resistant.

FIG. B1. — Throat-tap flow nozzle.



Throat Reynolds No. $\times 10^{-6}$	C
	$\beta = 0.43$
0.1	0.9834
0.2	0.9909
0.3	0.9939
0.4	0.9953
0.5	0.9961
0.6	0.9966
0.8	0.9970
1.0	0.9972
2.0	0.9970
3.0	0.9970
4.0	0.9972
5.0	0.9974
6.0	0.9978
8.0	0.9980
10.0	0.9983
20.0	0.9991
30.0	0.9994
40.0	0.9998

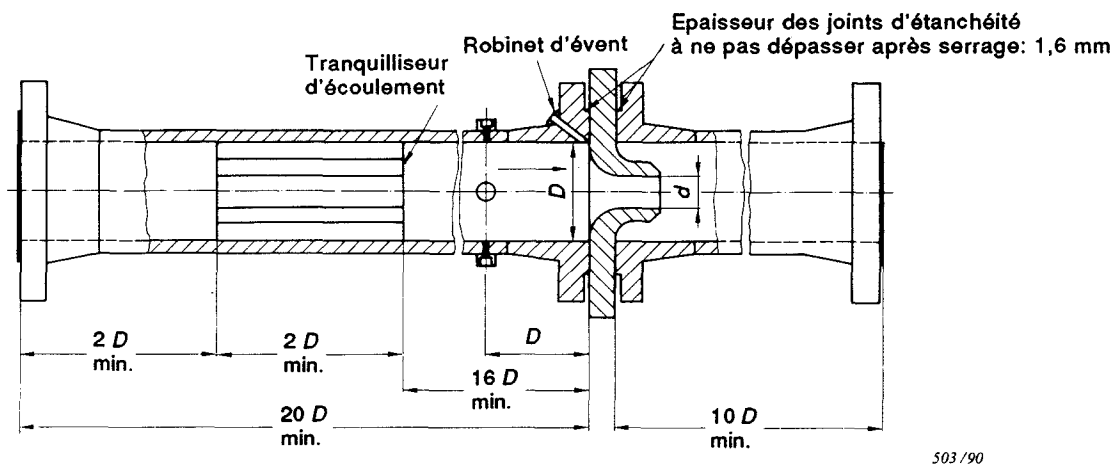
FIG. B2. — Typical nozzle calibration curve for $\beta = 0.43$.

For other values of β within the range 0.25–0.50:
 $C = C_{(\beta = 0.43)} + (0.011\,339\,\beta - 0.0049)$.

B2. Flow section

a) The flow nozzle shall be installed in a flow section as shown in Figure B3. This flow section shall contain either a flow straightener which divides the pipe cross-section into at least 50 approximately equal spaces, or a perforated multiplate flow straightener having approximately 200 holes per plate. There should be 20 diameters of straight run pipe upstream of the flow nozzle to ensure a sufficiently uniform velocity profile in the approaching stream. The requirement of at least 10 pipe diameters of straight pipe on the discharge side of the flow nozzle, of the same nominal size as the upstream pipe ensures a reliable throat-pressure measurement.

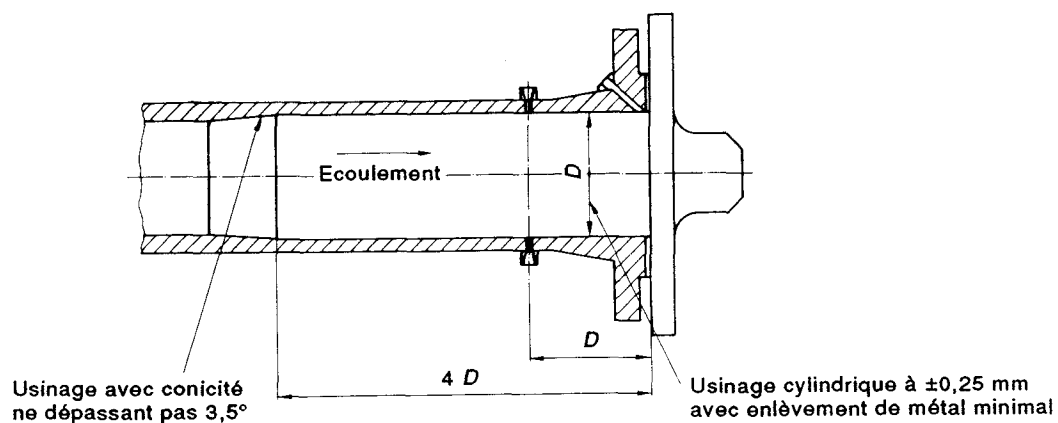
- b) Les axes de la conduite et de la tuyère doivent être confondus à 0,8 mm près. Des deux côtés de la tuyère, la conduite doit être lisse, exempte de rouille, de calamine et de soufflures, son diamètre intérieur, mesuré en quatre points d'une section quelconque, ne doit pas varier de plus de 1 %. Le tronçon de tuyauterie à l'amont de la tuyère doit être alésé soit comme l'indique la figure B4, soit sur la longueur totale du tronçon.
- c) Les alésages des conduites aux jonctions avec la tuyère doivent être perpendiculaires aux faces des brides. L'épaisseur des joints après serrage ne doit pas dépasser 1,6 mm et les joints ne doivent pas dépasser à l'intérieur de la conduite.
- d) Pour réduire la possibilité de déformation thermique de la tuyère, il est préférable de réaliser la conduite et les brides de l'élément de mesure en un matériau résistant à la corrosion de même coefficient de dilatation que le matériau de la tuyère.



503/90

FIG. B3. — Elément de mesure.

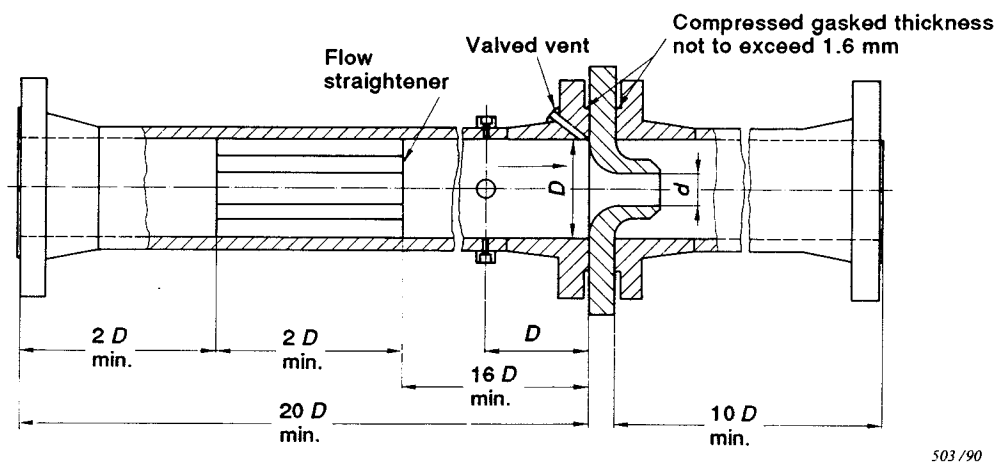
Note. — Pas d'obstruction (thermocouple, poche thermométrique etc.).



504/90

FIG. B4. — Alésage de l'élément de mesure à l'amont de la tuyère.

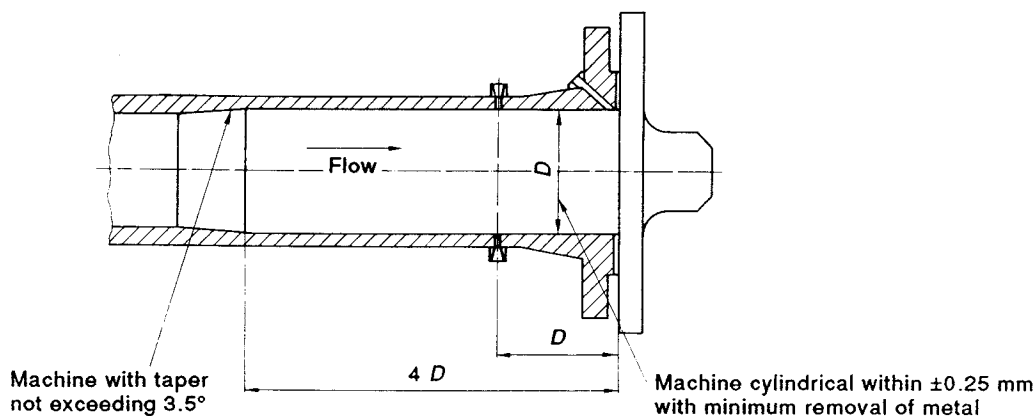
- b) The flow nozzle shall be centred in the pipe within 0.8 mm of the pipe axis. The pipe on either side of the flow nozzle shall be smooth, free from rust, scale and blisters, and the inside diameter, measured at four points of any cross-section, shall not differ by more than 1 %. The upstream pipe section shall be bored as shown in Figure B4 for the entire length of the inlet section.
- c) The pipe joint of the flow nozzle shall have the inner bores square with the faces of the flanges. The compressed thickness of the gaskets shall not exceed 1.6 mm and the gaskets shall not extend within the pipe.
- d) In order to reduce the possibility of thermal distortion of the nozzle, it is desirable that the pipe and the flanges of the flow section be made of a corrosion-resistant material having the same coefficient of expansion as the nozzle.



503/90

FIG. B3. — Flow section.

Note. — No obstruction, such as thermocouple, wells, backing rings, etc.



504/90

FIG. B4. — Boring in flow section upstream of nozzle.

B3. Etalonnage

- a) On sait, par expérience, qu'on ne peut évaluer un coefficient de débit à 0,1 % près, et il est donc nécessaire d'étalonner l'élément de mesure (voir figure B3). Cet étalonnage ne doit être effectué que par un organisme agréé, et dans les conditions comparables à celles qui existent dans l'installation réelle. Il est souhaitable que la configuration des tuyauteries immédiatement à l'amont et à l'aval de l'élément de mesure soit semblable sur la plateforme d'étalonnage et sur l'installation à essayer. De plus, le nombre de Reynolds, la température de l'eau et les autres conditions d'écoulement en cours d'étalonnage et en cours d'essai devront être aussi proches que possible. Si l'étalonnage de l'élément de mesure ne répond pas aux conditions de B3b), la conformité de la tuyère avec les prescriptions de B1a) doit être soigneusement vérifiée. La tuyère doit être corrigée, si nécessaire, et l'étalonnage de l'élément de mesure doit être repris. Si ce nouvel étalonnage ne répond toujours pas à B3b), l'élément de mesure devra être étalonné à l'aide de dispositifs différents si possible.
- b) L'étalonnage doit être effectué sur au moins deux ensembles de prises de pression situées à 180° l'une de l'autre. Pour chaque ensemble de prises, la courbe d'étalonnage (mais pas nécessairement chaque point) doit être distante de moins de 0,25 % de la courbe de référence et doit avoir la même pente (voir la courbe de référence figure B2). Lorsqu'il n'est pas possible d'étalonner au nombre de Reynolds de l'essai, le nombre de Reynolds de l'étalonnage devra être en conformité avec B3c). L'extrapolation à des nombres de Reynolds plus élevés se fait alors parallèlement à la courbe de référence. Le coefficient au point final de l'extrapolation ne doit pas différer de plus de 0,25 % du coefficient donné par la courbe pour le plus grand nombre de Reynolds atteint pendant l'étalonnage.

L'emplacement dans le cycle de l'élément de mesure du débit principal, sa configuration, et la technique utilisée pour la mesure de débit sont des points cruciaux et sont examinés dans les paragraphes suivants.

- c) En dessous d'un nombre de Reynolds au col de $2 \cdot 10^6$, il y a une zone de transition entre un régime laminaire et un régime turbulent. Cette zone de transition doit être reconnue pendant l'étalonnage et doit être évitée en cours d'essai. L'extrapolation de la courbe d'étalonnage est autorisée lorsque la tuyère est utilisée au-delà de la plage d'étalonnage, à condition que le coefficient soit établi à des nombres de Reynolds supérieurs à ceux de la zone de transition. Cette extrapolation devra être parallèle à la courbe de la figure B2 et assujettie aux restrictions de B3b).
- d) Il est préférable d'installer les sections de mesure immédiatement avant l'essai. Un mince film d'oxyde de fer se dépose normalement sur la surface de la tuyère pendant l'essai. Si ce film est très mince (épaisseur inférieure à 0,025 mm), et déposé uniformément, son incidence sur la précision de la mesure de débit est négligeable. Si l'épaisseur du dépôt excède cette valeur, ou si le dépôt n'est pas uniforme, et si la surface paraît rugueuse, l'une des deux procédures suivantes peut être appliquée:
- la tuyère peut être nettoyée, remontée et l'essai renouvelé, ou
 - l'élément de mesure peut être ré-étalonné.

On doit prendre soin de ne pas décoller le dépôt avant ré-étalonnage. Si cet étalonnage donne des résultats très différents de l'étalonnage avant essai, il est nécessaire d'effectuer une autre série d'essais sans dépôt. Les résultats d'essais ne peuvent être ajustés du fait qu'il est normalement impossible de déterminer à quel moment le dépôt se forme sur la tuyère.

B3. Calibration

- a) Experience shows that the flow coefficient cannot be predicted within 0.1 % and, therefore, it is necessary to calibrate the flow sections (see Figure B3). This calibration shall be undertaken only by recognized authorities under conditions similar to those in the actual installation. It is desirable that the configuration of the piping in the calibrating set-up should be similar to that at the test site, immediately upstream and downstream of the flow-measuring section. Also, the Reynolds number, water temperature and other flow conditions should be as close to the test conditions as practicable. If the calibration of the flow section does not comply with B3b), the nozzle shall be carefully inspected to conform to the requirement of B1a), then corrected, if necessary and the flow section recalibrated. If the recalibration still does not comply with B3b), the flow section should be calibrated using different facilities, if available.
- b) Calibration shall be conducted on at least two sets of pressure taps 180° apart. For each set of taps, the calibration curve (not necessarily each individual point) shall be within 0.25 % of the reference curve and shall have the same slope (see reference curve Figure B2). When it is not practicable to calibrate at the test Reynolds number, the calibration Reynolds number should be obtained in accordance with B3c). The extrapolation to higher Reynolds numbers will then be parallel to the reference curve. The end point of the extrapolation shall not differ by more than 0.25 % from the calibration curve coefficient at the highest Reynolds number attained during calibration.

The location of the primary flow section in the cycle, its configuration, and the technique which is employed to obtain the flow measurements are critical and are discussed in subsequent paragraphs.

- c) Below a throat Reynolds number of $2 \cdot 10^6$ there is a transition from laminar to turbulent boundary layer. This transition region shall be established during calibration and shall be avoided during the test. It is permissible to extrapolate the calibration curve when the nozzle is used beyond the range of the calibrating facility, provided the level of the coefficient is established at Reynolds numbers higher than the transition region. This extrapolation should be parallel to the curve shown in Figure B2 and subject to the restrictions of B3b).
- d) It is preferable to install flow sections immediately before the test. A slight iron-oxide film on the nozzle surface will usually collect during the test. If this film is very thin (less than 0.025 mm and uniformly deposited) its effect on the accuracy of the flow measurement will be negligible. If the thickness of the deposit exceeds this value, or if the nature of the deposit is not-uniform and the surface appears rough, either of two procedures may be followed:
- the nozzle may be cleaned, reinstalled, and the test repeated; or
 - the flow-measuring section may be recalibrated.

Care has to be taken not to disturb the deposit before recalibration. If this calibration is significantly different from the calibration prior to the test, it is necessary that another set of runs be made under deposit-free conditions. The test results cannot be adjusted, since it is usually impossible to determine when the deposit formed on the nozzle.

ANNEXE C

UTILISATION DE TRANQUILLISSEURS D'ÉCOULEMENT DANS LES MESURES DE DÉBIT DE FLUIDE (voir 4.3.3)

Pour les mesures de débit dans les tuyauteries fermées, il convient d'utiliser des tranquilliseurs d'écoulement:

- pour éliminer la composante rotationnelle de l'écoulement,
- pour régulariser le profil de vitesse de l'écoulement.

Ces phénomènes vont influencer la mesure de débit effectuée avec un dispositif à pression différentielle.

Les irrégularités des profils de vitesse peuvent également être éliminées avec une longueur droite suffisante de conduite en amont de l'appareil de mesure. Néanmoins, l'élimination d'une composante rotationnelle dans le débit nécessiterait des longueurs droites excessives, et de ce fait, un tranquilliseur d'écoulement est plus économique.

Pour éviter que le tranquilliseur ne perturbe — dans une certaine mesure — le profil naturel de vitesse de l'écoulement, il faut qu'il soit conçu de l'une des trois manières mentionnées ci-après. La combinaison d'un tranquilliseur d'écoulement, avec des longueurs droites de tuyauteries en amont et en aval, est la disposition la plus efficace.

Les tranquilliseurs d'écoulement sont de trois types différents:

- a) Une série d'écrans en toile métallique ou de plaques perforées. Un tranquilliseur très connu de ce type est constitué de trois plaques perforées¹⁾, placées à une distance égale à 1 diamètre les unes des autres. Il est conçu en premier lieu pour éliminer les irrégularités du profil de vitesses²⁾.
- b) Un appareil du type multi-tubes ou multi-canaux (rectangulaires). Ce type sera particulièrement efficace pour éliminer la composante rotationnelle, mais son efficacité sur le profil de vitesses dépend du nombre de tubes ou de canaux.
- c) Une combinaison des types a) et b). Un exemple bien connu de ce type est constitué par un faisceau de canaux rectangulaires, précédés d'une plaque perforée de trous de dimensions variant avec le rayon de la tuyauterie.

Ce tranquilliseur compense les perturbations du profil de vitesse causées par un type multi-tubes, qui est cependant de fabrication plus économique.

La perte de charge est plus élevée dans les tranquilliseurs du type a) que dans les tranquilliseurs du type b).

Comme indiqué précédemment, le meilleur effet sera obtenu en plaçant une certaine longueur droite de conduite en amont du tranquilliseur³⁾.

Les informations concernant l'utilisation des tranquilliseurs dans les mesures de débit de fluide, effectuées avec des dispositifs de pression différentielle, indiquent que les longueurs minimales suivantes peuvent être recommandées:

- | | |
|--|--------------|
| — longueur droite en amont du tranquilliseur, | 2 diamètres |
| — longueur du tranquilliseur d'écoulement, | 2 diamètres |
| — longueur droite de la conduite entre le tranquilliseur
et le dispositif de pression différentielle, | 16 diamètres |

¹⁾ Environ 200 trous par plaque.

²⁾ Il élimine également les turbulences.

³⁾ Une longueur droite suffisante est nécessaire entre le tranquilliseur et le dispositif à pression différentielle pour permettre la répartition de vitesse requise.

APPENDIX C

THE USE OF FLOW STRAIGHTENERS IN FLUID FLOW MEASUREMENTS

(see 4.3.3)

Flow straighteners in fluid flow measurement in closed pipes are used:

- to eliminate a swirl in the flow; and
- to flatten irregularities in the velocity profile of the flow.

Both will influence the flow measurement with a pressure difference device.

Irregularities in velocity profiles can also be eliminated by a sufficient length of straight pipe upstream of the meter. Elimination of a swirl in the flow, however, would require excessive lengths of straight pipe so that a straightener would be more economical.

Any flow straightener will also disturb the natural velocity profile to a certain extent unless it is of a special design as mentioned below. A combination of straightener with some straight pipe length upstream and downstream will therefore be the most effective.

Flow straighteners are of three different types:

- a) A number of wire screens or perforated plates in series. A well-known straightener of this type is the straightener consisting of three perforated plates¹⁾ placed at a pipe diameter distance from each other. It is designed primarily to eliminate irregularities in the velocity profile²⁾.
- b) Multi-tube or multi-channel (rectangular) type. This type will be effective primarily to eliminate rotating components in the flow, but its effectiveness on velocity profile depends on the number of tubes or channels.
- c) A combination of the types a) and b). A well-known example of this type consists of a bundle of rectangular channels, preceded by a perforated plate with holes of sizes varying with the radius of the cross-section.

This straightener compensates for the disturbance in the velocity profile caused by a multiple tube type. The latter is, however, cheaper to manufacture.

The pressure loss in the type a) straightener is higher than that in the type b).

As already indicated, the best effect will be obtained by providing some straight length of pipe upstream of the straightener³⁾.

Available data on application of straighteners in fluid flow measurement with pressure difference devices indicate that the following minimum distances could be recommended:

- | | |
|--|--------------|
| — straight length upstream of the straightener, | 2 diameters |
| — length of straightener, | 2 diameters |
| — straight pipe length between straightener
and pressure difference device, | 16 diameters |

¹⁾ About 200 holes per plate.

²⁾ Also eliminates swirl.

³⁾ A sufficient length of straight pipe is required between the straightener and the pressure difference device to develop the required velocity distribution.

Le choix du type de tranquilliseur dépend de l'emplacement du dispositif de mesure de débit dans le système de tuyauteries.

Si, en amont de la partie de mesure, la tuyauterie comprend deux coudes dans des plans perpendiculaires, une composante rotationnelle peut s'établir dans l'écoulement. Dans ce cas, un tranquilliseur du type multi-tubes est recommandé. L'utilisation de tranquilliseurs à faisceau de tubes peut introduire des erreurs, si le tronçon de mesure est précédé d'un T.

The choice of the type of straightener depends on the location of the flow measurement device in the piping system.

If the piping system has two bends in perpendicular planes upstream of the measuring section, a swirl may be produced in the flow. In this instance a straightener of the multiple tube type is recommended. The use of tube bundle flow straighteners may introduce errors if the flow section is preceded by a tee.

ICS 27.040

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND