

**SPÉCIFICATION
TECHNIQUE
TECHNICAL
SPECIFICATION**

**CEI
IEC**

TS 61370

Première édition
First edition
2002-06

**Turbines à vapeur –
Pureté de la vapeur**

**Steam turbines –
Steam purity**



Numéro de référence
Reference number
CEIMEC/TS 61370:2002

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Éditions 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.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

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 cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de :

- Site web de la CEI (www.iec.ch)
- Catalogue des publications de la CEI

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/catalog-f.htm) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- IEC Just Published

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/JP.htm) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- Service clients

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients :

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. 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.

Further information on IEC publications

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 this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. 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 also available from the following:

- IEC Web Site (www.iec.ch)
- Catalogue of IEC publications

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/catalog-e.htm) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On line information is also available on recently issued publications withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- IEC Just Published

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/JP.htm) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- Customer Service Centre

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

SPÉCIFICATION
TECHNIQUE

TECHNICAL
SPECIFICATION

CEI
IEC

TS 61370

Première édition
First edition
2002-06

**Turbines à vapeur –
Pureté de la vapeur**

**Steam turbines –
Steam purity**

© IEC 2002. 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.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembé, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

Q

For price, see catalogue en français
For price, see catalogue in English

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	4
1 Domaine d'application	8
2 Abréviations	10
3 Besoins pour le contrôle de la pureté de la vapeur	10
3.1 Corrosion et perte de rendement ou de puissance	10
3.2 Catégories de centrales	10
3.2.1 Centrale avec et sans resurchauffe	10
3.2.2 Source primaire d'énergie	10
3.3 Régimes de fonctionnement	12
3.3.1 Démarrage	12
3.3.2 Conditionnement à base de composés volatils	12
3.3.3 Conditionnement à base de composés solides	14
4 Echantillonnage et analyse	14
4.1 Points d'échantillonnage	14
4.2 Paramètres mesurés	16
4.2.1 Conductivité cationique	16
4.2.2 Sodium	16
4.2.3 Silice	16
4.3 Importance des paramètres	20
4.3.1 Conductivité cationique	20
4.3.2 Sodium	20
4.3.3 Silice	20
4.3.4 Chlorure	20
4.3.5 Sulfate	22
4.3.6 Fer et cuivre	22
4.3.7 Autres additifs possibles	22
Annexe A (informative) Valeurs recommandées	24
Bibliographie	32
Figure 1 – Concentration en silice dans la vapeur saturée et dans l'eau de la chaudière	18
Tableau A.1 – Limites de pureté de la vapeur pour les turbines à vapeur – Paramètres clés ..	26
Tableau A.2 – Limites de pureté de la vapeur pour les turbines à vapeur – Paramètres de diagnostic	28
Tableau A.3 – Actions sur les dépassements hors des limites recommandées	30

CONTENTS

FOREWORD.....	5
1 Scope.....	9
2 Abbreviated terms.....	11
3 Need for steam purity control.....	11
3.1 Corrosion and loss of efficiency or output.....	11
3.2 Categories of plant.....	11
3.2.1 Reheat and non-reheat plants.....	11
3.2.2 Primary source of energy.....	11
3.3 Operating regimes.....	13
3.3.1 Start-up.....	13
3.3.2 Volatile chemical-based treatments.....	13
3.3.3 Solid chemical-based treatments.....	15
4 Sampling and analysis.....	15
4.1 Sampling locations.....	15
4.2 Measured parameters.....	17
4.2.1 Cation conductivity.....	17
4.2.2 Sodium.....	17
4.2.3 Silica.....	17
4.3 Significance of parameters.....	21
4.3.1 Cation conductivity.....	21
4.3.2 Sodium.....	21
4.3.3 Silica.....	21
4.3.4 Chloride.....	21
4.3.5 Sulphate.....	23
4.3.6 Iron and copper.....	23
4.3.7 Alternative additives.....	23
Annex A (informative) Guideline values.....	25
Bibliography.....	33
Figure 1 – Silica contents in saturated steam and boiler water.....	19
Table A.1 – Steam purity limits for steam turbines – Key parameters.....	27
Table A.2 – Steam purity limits for steam turbines – Diagnostic parameters.....	29
Table A.3 – Actions on deviations from guidelines.....	31

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TURBINES À VAPEUR – PURETÉ DE LA VAPEUR

AVANT-PROPOS

- 1) La CIEI (Commission Électrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CIEI). La CIEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CIEI, entre autres activités, publie des Normes Internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CIEI, participent également aux travaux. La CIEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CIEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, spécifications techniques, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CIEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CIEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CIEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CIEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente spécification technique peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CIEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La tâche principale des comités d'études de la CIEI est l'élaboration des Normes internationales. Exceptionnellement, un comité d'études peut proposer la publication d'une spécification technique

- lorsqu'en dépit de maints efforts, l'accord requis ne peut être réalisé en faveur de la publication d'une Norme internationale, ou
- lorsque le sujet en question est encore en cours de développement technique ou quand, pour une raison quelconque, la possibilité d'un accord pour la publication d'une Norme internationale peut être envisagée pour l'avenir mais pas dans l'immédiat.

Les spécifications techniques font l'objet d'un nouvel examen trois ans au plus tard après leur publication afin de décider éventuellement de leur transformation en Normes internationales.

La CIEI 61370, qui est une spécification technique, a été établie par le comité d'études 5 de la CIEI: Turbines à vapeur.

Le texte de cette spécification technique est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
5/133/DTS	5/138/RVC

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 3.

L'annexe A est donnée uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

STEAM TURBINES – STEAM PURITY

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this technical specification may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. In exceptional circumstances, a technical committee may propose the publication of a technical specification when

- the required support cannot be obtained for the publication of an International Standard, despite repeated efforts, or
- the subject is still under technical development or where, for any other reason, there is the future but no immediate possibility of an agreement on an International Standard.

Technical specifications are subject to review within three years of publication to decide whether they can be transformed into International Standards.

IEC 61370, which is a technical specification, has been prepared by IEC technical committee 5: Steam turbines.

The text of this technical specification is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
5/133/DTS	5/138/RVC

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

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 3.

Annex A is for information only.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant 2005. A cette date, la publication sera

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2005. At this date, the publication will be

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

TURBINES À VAPEUR -- PURETÉ DE LA VAPEUR

1 Domaine d'application

La présente spécification technique décrit l'importance des caractéristiques chimiques de la vapeur fournie aux turbines à vapeur et la nécessité d'éviter la corrosion et les dépôts dans les zones de vapeur afin de minimiser le risque de défaillance par corrosion de la turbine ou la perte de rendement ou de puissance. L'importance des paramètres chimiques concernés, essentiellement liés au niveau d'impuretés, est présentée en fonction des types de centrales et de conditionnement chimiques en fonctionnement.

Cette spécification est applicable aux turbines de toute puissance électrique et à n'importe quelle condition d'échappement, c'est-à-dire à condensation ou contre-pression. Toutefois, le champ d'action en terme de puissance fournie ou de pression vapeur est dicté par des facteurs économiques tels que le coût relatif des équipements de contrôle et la turbine. Elle est conçue pour une centrale neuve, mais peut être adaptée à une centrale existante.

Les limites décrites dans la présente spécification sont spécifiquement conçues pour protéger la turbine à vapeur. Il convient que l'utilisateur soit également conscient des exigences de pureté de la vapeur imposées par d'autres considérations comme les composants de la chaudière ou du générateur de vapeur.

Cette spécification est applicable aux turbines à vapeur actionnées par n'importe quelle source d'énergie, à l'exception des centrales géothermiques dans lesquelles la turbine est directement alimentée par les sources géothermiques.

Après le démarrage initial de la turbine, quelques mois peuvent être nécessaires pour obtenir la meilleure chimie réalisable. Ceci tend à être obtenu plutôt pour certains paramètres (sodium, conductivité cationique) que pour d'autres (silice, fer, cuivre). Il est donc admis que durant la première mise en service, il peut être difficile d'obtenir des valeurs normalement visées, mais qu'une amélioration constante sera observée au fur et à mesure que la vapeur se purifie.

L'annexe A fournit les valeurs recommandées pour la présente spécification et la vérification de la pureté chimique de la vapeur entrant dans une turbine à vapeur, afin de maintenir l'intégrité et le rendement de la turbine. Les limites fixées ne sont pas censées être obligatoires mais utilisées comme base pour des instructions internes de chaque centrale à titre individuel. La vérification est abordée comme la sélection des points d'échantillonnage appropriés et des paramètres mesurés en continu ou de façon ponctuelle.

STEAM TURBINES – STEAM PURITY

1 Scope

This technical specification describes the importance of the chemical characteristics of steam supplied to steam turbines and the need to prevent corrosion and deposition in steam space, in order to minimize the risk of turbine corrosion failures or loss of efficiency or output. The significance of relevant chemical parameters, mostly related to impurity levels, is discussed in terms of types of plant and chemistry operating regimes.

This specification is applicable to turbines of all electrical output rating and any exhaust condition, i.e. condensing or back pressure. However, the range of application in terms of output rating or steam pressure is dictated by economic factors such as the relative cost of monitoring equipment and turbine plant. It is designed for new plant, but may be adapted for use on existing plant.

The limits described in this specification are specifically designed to protect the steam turbine. The user should also be aware of steam purity requirements imposed by other considerations such as components of the boiler or steam generator.

This specification is applicable to steam turbines driven from any source, except geothermal plants in which the turbine is fed direct from the geothermal sources.

After the initial start of the turbine it may take some months for best achievable chemistry to be reached. This tends to be achieved sooner for some parameters (sodium, cation conductivity) than for others (silica, iron, copper). It is therefore recognized that during commissioning, it may be difficult to meet normal targets, but a steady improvement should be observed as the steam cleans up.

Annex A provides recommended guidelines for this specification and verification of the chemical purity of steam entering a steam turbine, in order to maintain the integrity and efficiency of the turbine. The limits stated are not intended to be mandatory, but to be used as the basis for local instructions for individual plant. Verification is addressed as the selection of appropriate sampling locations and continuously or intermittently measured parameters.

2 Abréviations

Pour les besoins de la présente spécification technique les abréviations suivantes sont utilisées:

AVT	conditionnement tout volatil
REB	réacteur à eau bouillante
c. cat.	conductivité cationique
CT	conditionnement caustique
EPT	conditionnement au phosphate équilibré
FAC	corrosion assistée par écoulement (corrosion-érosion)
IWC	International Water Conference (conférence internationale sur l'eau)
OT	conditionnement oxygéné
PT	conditionnement au phosphate
REP	réacteur à eau pressurisée

3 Besoins pour le contrôle de la pureté de la vapeur

3.1 Corrosion et perte de rendement ou de puissance

Une haute pureté de la vapeur est requise pour assurer un fonctionnement de la turbine à vapeur avec un haut degré de rendement, de puissance et de disponibilité. Les impuretés peuvent former des dépôts qui peuvent conduire à une perte de rendement, de puissance ou à de la corrosion. La corrosion peut potentiellement engendrer des défaillances catastrophiques des composants en rotation. Les conditions de détente de la vapeur sont telles que même une faible concentration d'une impureté peut coexister avec une faible quantité d'humidité à forte concentration pour des conditions correspondant à une étroite plage de température et de pression, ce qui peut être le cas de la surface d'un composant de la turbine. Il est donc souhaitable de réduire la teneur en impuretés. Les niveaux recommandés dans cette spécification sont établis comme pouvant être obtenus, mesurables et compatibles avec un haut niveau de rendement, de puissance et de disponibilité.

3.2 Catégories de centrales

3.2.1 Centrale avec et sans resurchauffe

Les limites de la vapeur vive sont applicables aux machines avec ou sans resurchauffe. Cependant, il convient d'évaluer les différentes implications des impuretés dans ces deux types de centrales. Dans les machines à combustible fossile sans resurchauffe, la température de première condensation dans les étages basse pression tend à être plus élevée que dans les centrales avec resurchauffe. Ainsi le risque associé de corrosion tend à être plus élevé. Dans les tranches avec resurchauffe, il y a une propension pour certaines espèces à se déposer dans le resurchauffeur et à atteindre un standard de pureté légèrement meilleur dans la vapeur chaude resurchauffée que dans la vapeur vive.

3.2.2 Source primaire d'énergie

Les tableaux A.1 à A.3 ne font pas de distinction selon les sources primaires d'énergie, c'est-à-dire combustible fossile à flamme ou nucléaire. Cependant, les centrales REP et REB diffèrent des autres par de la vapeur qui entre dans la turbine à l'état saturé. De plus, certains circuits de REB fonctionnent avec des conditions neutres et oxygène renforcé, similaires à l'option OT du conditionnement d'eau alimentaire.

2 Abbreviated terms

For the purposes of this technical specification, the following abbreviated terms are used:

AVT	all volatile treatment
BWR	boiling water reactor
c.con	cation conductivity
CT	caustic treatment
EPT	equilibrium phosphate treatment
FAC	flow accelerated corrosion
IWC	International Water Conference
OT	oxygenated treatment
PT	phosphate treatment
PWR	pressurized water reactor

3 Need for steam purity control

3.1 Corrosion and loss of efficiency or output

High purity steam is required to ensure steam turbine operation with a high degree of efficiency, output, and availability. Impurities can form deposits, which can lead to loss of efficiency or output or to corrosion. Corrosion can potentially lead to total failure of rotating components. Conditions in expanding steam are such that even a low concentration of an impurity can coexist with a small quantity at high concentration in moisture over a narrow range of temperature and pressure conditions, which may coincide with the surface of a turbine component. It is therefore desirable to minimize the content of impurities. The levels recommended in this specification are established as achievable, measurable and consistent with a high level of efficiency, output and availability.

3.2 Categories of plant

3.2.1 Reheat and non-reheat plants

The live steam limits are applicable to machines both with and without reheat. However, the different implications for impurities in these two types of plant should be appreciated. In non-reheat fossil-fuel-fired machines, the temperature of the first condensation within the low-pressure (LP) stages tends to be at a higher temperature than in units with reheat. Thus, the associated risk of corrosion tends to be higher. In units with reheat, there is a tendency for some species to deposit in the reheater and for a slightly better standard of purity to be expected in hot reheat steam than in live steam.

3.2.2 Primary source of energy

Tables A.1 to A.3 do not distinguish between primary sources of energy, i.e. whether fossil-fuel-fired or nuclear. However, PWR and BWR plants differ in that steam enters the turbine in saturated condition. Also, some BWR systems operate under an enforced oxygenated neutral condition similar to the OT option for feedwater treatment.

3.3 Régimes de fonctionnement

3.3.1 Démarrage

Les valeurs définies dans les tableaux A.1 et A.2 s'appliquent aux conditions normales de charge stable. Des limites moins restrictives peuvent être appliquées pour une durée limitée au démarrage. Ceci permet un apport raisonnable d'impuretés dans la vapeur turbine sans allongement excessif des durées de démarrage. Quand une centrale est exploitée avec des démarrages quotidiens, la durée de fonctionnement en conditions de démarrage peut être plus grande. Il peut par conséquent être judicieux d'imposer une limite sur la durée annuelle cumulée avec ces limites moins restrictives de démarrage. La décision d'imposer ou non une telle limite est à prendre sur place par l'utilisateur. Des recommandations sont données dans la bibliographie.

3.3.2 Conditionnement à base de composés volatils

3.3.2.1 Généralités

Sous ces régimes, seuls des composés volatils sont utilisés. Ils sont habituellement injectés dans l'eau d'extraction ou l'eau alimentaire. L'ammoniaque ou des amines volatiles sont utilisées pour le contrôle du pH. L'hydrazine, des réducteurs d'oxygène de type organique ou des oxydants sont utilisés pour contrôler le potentiel redox.

Les conditionnements à base de composés volatils n'apportent pas d'effet tampon pH contre les polluants acides, tant dans les chaudières que dans les turbines. Pour cette raison, les valeurs limites de conductivité cationique, chlorures et sulfates dans la chaudière sont d'au moins un ordre de grandeur plus bas que celles appliquées pour le conditionnement alcalin à base de composés solides afin d'assurer la même protection du circuit contre la corrosion.

Les conditionnements à base de composés volatils sont utilisés dans les tranches où le processus de génération de vapeur peut conduire à des assèchements locaux et par conséquent à des concentrations localement incontrôlées de solides dans les chaudières.

3.3.2.2 Conditionnement tout volatil (AVT)

Le conditionnement AVT est caractérisé par des conditions réductrices dans les circuits extraction/alimentation. L'oxygène est d'abord éliminé mécaniquement par le vide et la vapeur respectivement dans les condenseurs et les dégazeurs. De plus, des composés chimiques réducteurs volatils ou des espèces de type organique réductrices d'oxygène sont ajoutés pour éliminer les traces d'oxygène.

3.3.2.3 Conditionnement oxygéné (OT)

L'OT est caractérisé par des conditions oxydantes dans les circuits condensat/alimentation. Les conditions oxydantes sont obtenues par un maintien d'une concentration en oxygène à l'intérieur d'une plage approximativement comprise entre 50 µg/kg et 200 µg/kg. L'oxygène est injecté soit sous forme d'oxygène pur comme composant de l'air soit sous forme d'eau oxygénée. L'OT est le plus couramment utilisé dans les circuits avec chaudière monotubulaire. Un additif volatil de contrôle du pH dans l'eau alimentaire est habituellement ajouté, mais à plus faible concentration que dans l'AVT. L'OT a l'avantage d'inhiber la FAC.

3.3.2.4 Réacteur à eau bouillante (REB)

Dans une centrale REB, la vapeur est neutre et contient une forte concentration en oxygène issue de la radiolyse. Dans certaines centrales REB de l'hydrogène est ajouté dans le circuit eau/vapeur pour réduire la concentration en oxygène.

3.3 Operating regimes

3.3.1 Start-up

The values defined in tables A.1 and A.2 apply under normal steady load. More relaxed limits may be applied for a limited time at start-up. This allows a reasonable loading of impurities on the steam turbine without excessive start-up times. When a plant undergoes two-shifting, the time occupied by start-ups is higher. It may therefore be appropriate to impose a limit on annual accumulated time occupied by the relaxed start-up limits. The decision whether to impose such a limit would be decided locally by the user. Some guidance is available in the bibliography.

3.3.2 Volatile chemical-based treatments

3.3.2.1 General

Under these regimes, only volatile treatment chemicals are used. They are typically injected into condensate or feedwater. Ammonia or volatile amines are used for pH control. Hydrazine, organic-based oxygen scavengers or oxidants are used for control of redox potential.

Volatile chemical-based treatments do not provide pH buffer against acidic contaminants either in boilers or in turbines. For this reason, the control limits for cation conductivity, chlorides and sulphates in boiler water are at least of an order of magnitude below those of solid alkali-based treatments to ensure the same cycle corrosion protection.

Volatile chemical-based treatments are used in units where the steam generation process may result in local dry-outs, and hence uncontrolled local concentration of solids, in boilers.

3.3.2.2 All volatile treatment (AVT)

AVT is characterized by reducing conditions in the condensate/feedwater systems. Oxygen is first removed mechanically by vacuum and steam in condensers and de-aerators respectively. In addition, volatile reducing chemicals or organic-based oxygen scavengers are added to remove traces of oxygen.

3.3.2.3 Oxygenated treatment (OT)

OT is characterized by oxidizing conditions in the condensate/feedwater systems. Oxidizing conditions are achieved with a control of oxygen concentration within a range of approximately 50 µg/kg to 200 µg/kg. Oxygen is injected either in the form of pure oxygen, as a component of air or in hydrogen peroxide. OT is most commonly used with once-through boiler systems. A volatile feedwater pH control additive is usually added, but at a lower concentration than in AVT. OT also has the advantage of inhibiting FAC.

3.3.2.4 Boiling water reactor (BWR)

In BWR plants, the steam is neutral and contains a high concentration of oxygen due to radiolysis. In some BWR plants, hydrogen is dosed into the steam/water system to reduce oxygen levels.

3.3.3 Conditionnement à base de composés solides

3.3.3.1 Généralités

Les conditionnements à base de composés chimiques solides diffèrent de l'AVT et de l'OT par un pH de la chaudière contrôlé avec des composés alcalins solides, tels que la soude ou les phosphates de sodium. Ces composés apportent un effet tampon pH contre les polluants acides aussi bien dans les chaudières que dans les turbines. Par conséquent, les valeurs limites dans l'eau de chaudière pour la conductivité cationique, les chlorures et les sulfates sont moins restrictives.

Le contrôle chimique de l'eau d'extraction et l'eau alimentaire est typiquement le même qu'avec l'AVT.

Les conditionnements à base de composés solides ne peuvent pas être utilisés dans des chaudières générant de la vapeur avec risque d'assèchement local et de concentration incontrôlée de solides dissous. Les conditionnements à base de composés solides ne sont pas utilisés dans les circuits avec chaudières monotubulaires sauf dans de très rares circonstances.

3.3.3.2 Conditionnement caustique (CT)

Avec ce conditionnement, le pH de l'eau de chaudière n'est maintenu qu'avec de la soude. Les concentrations typiques peuvent varier de moins de 1 mg/kg à plus de 10 mg/kg.

3.3.3.3 Conditionnement au phosphate (PT) et équilibré conditionnement au phosphate (EPT)

Avec ce conditionnement, le pH de l'eau de chaudière est maintenu par phosphate trisodique ou un mélange de soude et de phosphate trisodique. En raison de la diminution de solubilité du phosphate trisodique lorsque la température augmente, du phosphate peut être présent sous forme solide sur les surfaces de transfert thermique. C'est un solide inerte qui apporte une protection complémentaire contre les pollutions acides.

Dans les circuits tout acier, avec régulation de l'eau alimentaire à pH élevé et conditionnement chaudière EPT, il est important de toujours maintenir le pH de l'eau de chaudière au-dessus de celui de l'eau alimentaire.

3.3.3.4 Conditionnement congruant et coordonné au phosphate

Ces deux conditionnements sont basés sur un contrôle du pH par un mélange de phosphates di- et trisodiques. Comme il a été constaté que le phosphate disodique corrodait les matériaux de tubes de chaudières en alliage ferreux, tels que les aciers au carbone ou en base nickel, la popularité de ces conditionnements a rapidement diminué.

4 Echantillonnage et analyse

4.1 Points d'échantillonnage

Le tableau A.1 indique les points d'échantillonnage auxquels cette spécification technique s'applique, comme la vapeur vive et l'eau de désurchauffe. Au cas où l'échantillonnage de la vapeur vive serait impossible, la vapeur et l'eau de désurchauffe (le cas échéant) peuvent être échantillonnés et la pureté de la vapeur surchauffée peut être déduite des qualités de ces échantillons et de leurs débits respectifs.

La mesure en continu de la conductivité cationique est essentielle. Il convient de mesurer d'autres paramètres soit en continu, soit par échantillonnage manuel à une fréquence appropriée suffisante pour respecter les exigences de la centrale. Il convient d'équiper chaque point d'échantillonnage pour permettre un échantillonnage manuel en plus de l'alimentation d'un automate.

3.3.3 Solid chemical-based treatments

3.3.3.1 General

Solid chemical-based treatments differ from AVT and OT in that boiler water pH is controlled with solid alkali, such as sodium hydroxide or sodium phosphates. These chemicals provide pH buffer against acidic contaminants both in boilers and turbines. As a result, control limits in boiler water for cation conductivity, chlorides and sulphates are more relaxed.

Chemistry control of condensate and feedwater is typically the same as under AVT.

Solid chemical-based treatments cannot be used in boilers generating steam under risk of local dry-outs and uncontrolled concentration of dissolved solids, nor can they be used in once-through boiler systems except in very rare circumstances.

3.3.3.2 Caustic treatment (CT)

Under this treatment, boiler water pH is maintained only with sodium hydroxide. The typical concentrations may vary from less than 1 mg/kg to over 10 mg/kg.

3.3.3.3 Phosphate treatment (PT) and equilibrium phosphate treatment (EPT)

Under this treatment, boiler water pH is maintained with tri-sodium phosphate or with a blend of sodium hydroxide and tri-sodium phosphate. Because of inverse solubility of tri-sodium phosphate with increased temperature, some phosphate may be present in a solid form on heat transfer surfaces. This is an inert solid providing extra protection against acidic contamination.

In all-ferrous type unit cycles, with high feedwater pH control and using EPT in boilers, it is important always to maintain boiler water pH above that of feedwater.

3.3.3.4 Congruent and coordinated phosphate treatments

Both treatments are based on pH control with a blend of di- and tri-sodium phosphates. Since di-sodium phosphate was found to corrode iron-based boiler tube construction materials, such as carbon steel and nickel alloys, the popularity of these treatments has rapidly decreased.

4 Sampling and analysis

4.1 Sampling locations

Table A.1 indicates the location to which this technical specification applies, i.e. live steam or attemperating spray. Where, for any reason, sampling of live steam is not practicable, saturated steam and attemperating spray (if used) may be sampled and the superheated steam purity inferred from the qualities of those samples and their relative flowrates.

Continuous measurement of cation conductivity is essential. Other parameters should be measured either continuously or at an appropriate frequency on a manual sample as necessary in order to meet plant requirements. Each sampling point should be equipped to produce a manual sample in addition to any feed to an analyser.

4.2 Paramètres mesurés

4.2.1 Conductivité cationique

La conductivité cationique est recommandée comme paramètre clé de suivi en continu de la vapeur. Il convient que le suivi soit effectué non seulement pour s'assurer que sa valeur est inférieure à la limite maximale recommandée, mais aussi pour détecter toute augmentation au-dessus de la valeur habituelle de base. Ceci indique les entrées possibles d'impuretés et convient de donner lieu à investigation. Cette observation de tendance est particulièrement importante dans les centrales fonctionnant avec ajout de composés organiques dans l'eau alimentaire ou avec teneur excessive en gaz carbonique, car ils peuvent produire une contribution permanente au bruit de fond de la conductivité cationique. Il n'est pas possible de mesurer la conductivité cationique sur un échantillon manuel, étant donné l'interférence du gaz carbonique en provenance de l'air atmosphérique.

4.2.2 Sodium

Un suivi en continu du sodium dans le circuit eau/vapeur est généralement recommandé. Cependant, si une mesure dans d'autres points de la centrale apporte une information suffisante pour s'assurer que la limite dans la vapeur est respectée, il n'y a pas besoin de contrôler également la vapeur.

4.2.3 Silice

Un suivi en continu de la silice dans le circuit eau/vapeur est généralement recommandé. Cependant, si une mesure dans d'autres points de la centrale apporte une information suffisante pour s'assurer que la limite dans la vapeur est respectée, il n'y a pas besoin de contrôler également la vapeur. La volatilité de la silice dans la vapeur augmente avec la pression de fonctionnement, comme indiqué à la figure 1. La figure 1 montre la relation entre la concentration en silice dans l'eau de chaudière et la vapeur saturée en fonction du pH de l'eau de chaudière. Les courbes représentées à la figure 1 sont extraites de la norme BS 2486 [8]¹. Cette insertion ne sous-entend pas que la CEI garantisse leur exactitude. La figure 1 traite uniquement du cas de la silice en phase vapeur (solubilisée dans la vapeur) et elle ne prend pas en compte la présence de silice dans la vapeur due à l'entraînement mécanique (primage) de l'eau de chaudière. En conséquence, pour chaque centrale, la valeur adéquate du maximum toléré de la silice dans l'eau de chaudière ne peut qu'être inférieure à celle indiquée à la figure 1.

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie.

4.2 Measured parameters

4.2.1 Cation conductivity

Cation conductivity is recommended as the key parameter in continuous monitoring of steam. Observation should be made not only to ensure that its value is below the recommended maximum, but also to detect any increase above normal baseline values. This indicates possible ingress of impurity and should be investigated. This observation of trends is especially important in plant operated with organic feedwater additives or with excessive carbon dioxide, as these may produce a steady background contribution to cation conductivity. It is not possible to perform a cation conductivity analysis on a manual sample, since carbon dioxide from the atmosphere would interfere.

4.2.2 Sodium

Continuous sodium monitoring within the steam/water circuit is generally recommended. However, if measurement in other parts of the plant gives sufficient information to ensure that the limit in steam is achieved, then there is no need for additional monitoring in steam.

4.2.3 Silica

Continuous silica monitoring within the steam/water circuit is generally recommended. However, if measurement in other parts of the plant gives sufficient information to ensure that the limit in steam is achieved, then there is no need for additional monitoring in steam. The volatility of silica in steam increases with operating pressure, as shown in figure 1. Figure 1 shows the relationship between silica concentrations in boiler water and saturated steam as a function of boiler water pH. The curves in figure 1 are taken from BS 2486 [8]¹. IEC does not necessarily endorse their validity. Figure 1 includes vapour phase silica in steam (dissolved in steam) only and disregards the presence of silica in steam due to mechanical carry-over of boiler water. The appropriate maximum permitted level of silica in boiler water at any particular plant may therefore be lower than that indicated in figure 1.

¹ Figures in square brackets refer to the bibliography.

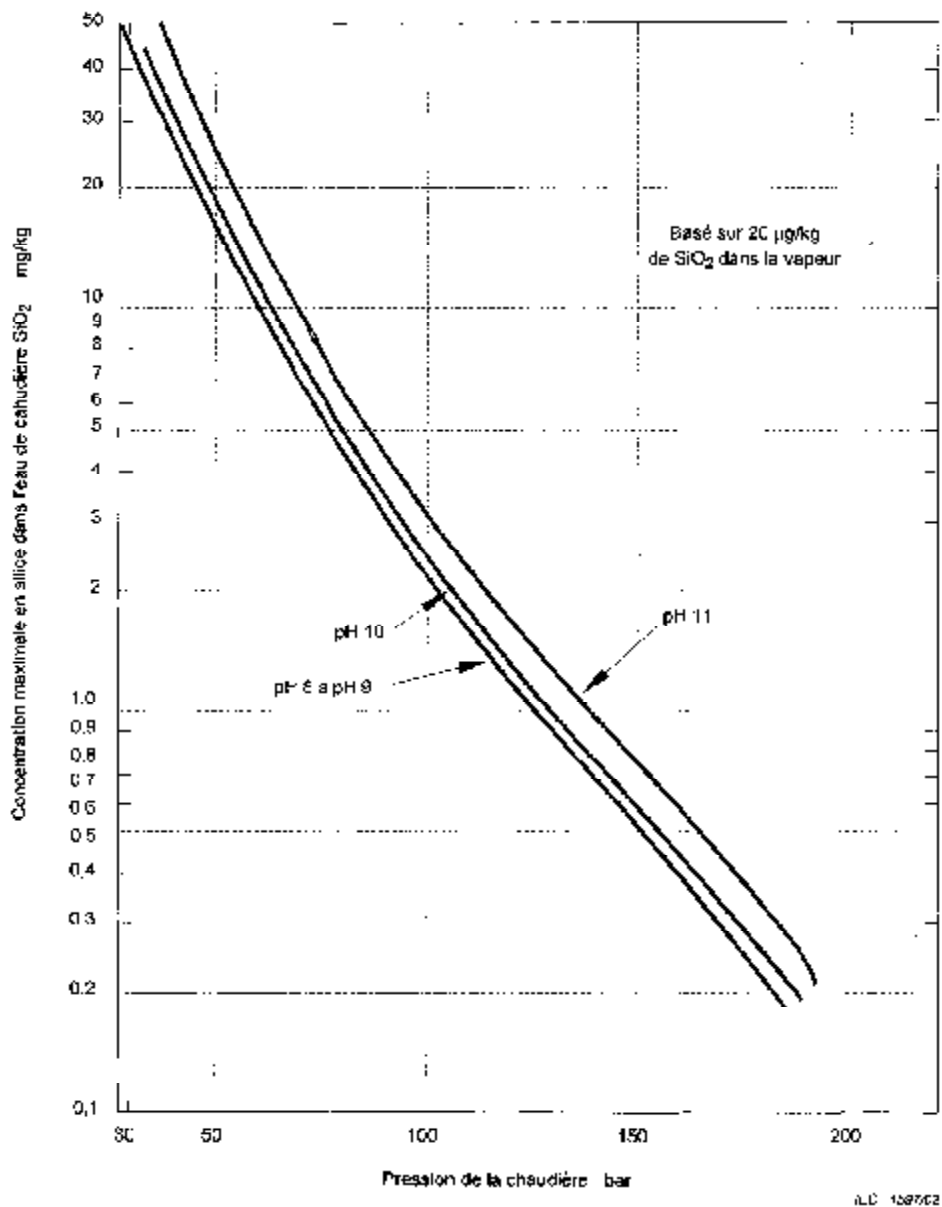


Figure 1 – Concentration en silice dans la vapeur saturée et dans l'eau de la chaudière

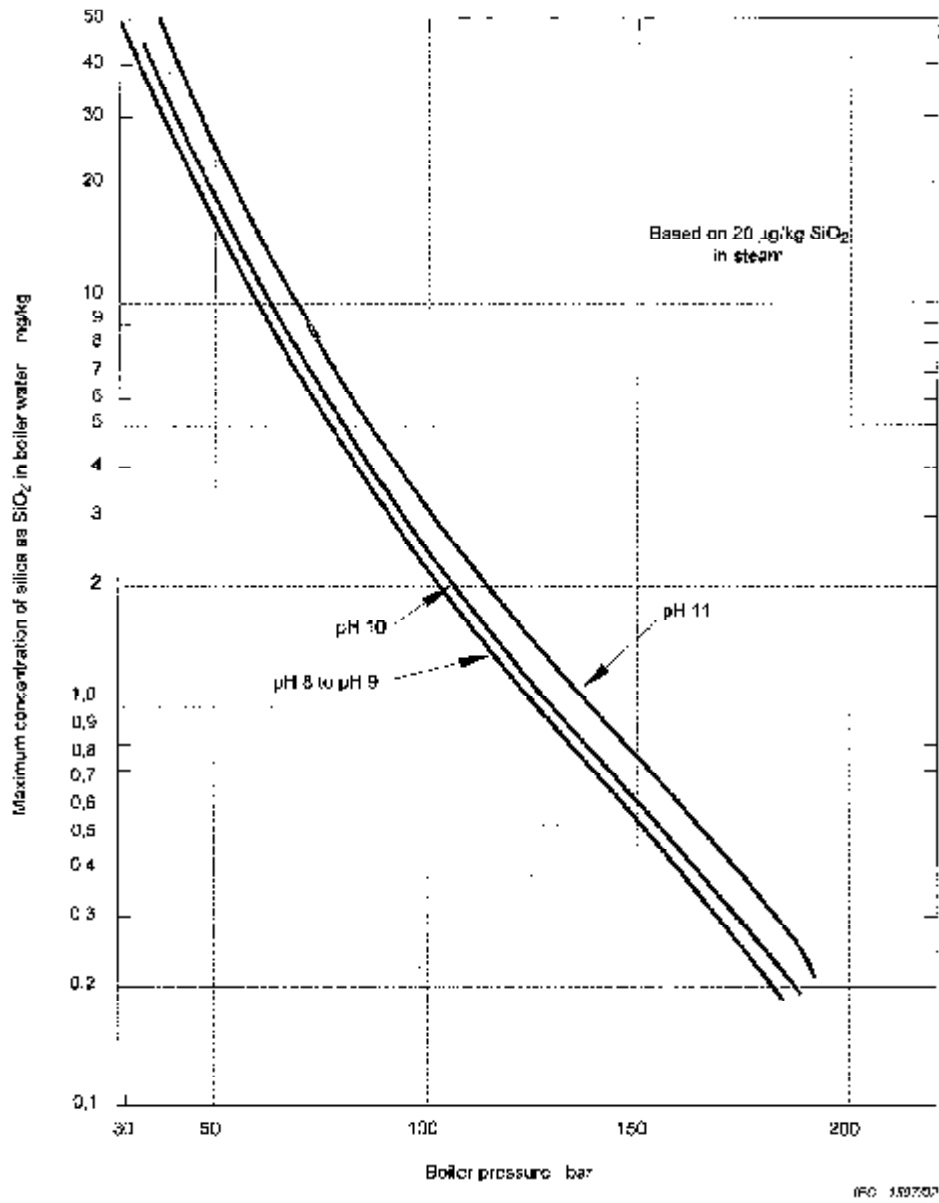


Figure 1 – Silica contents in saturated steam and boiler water

4.3 Importance des paramètres

4.3.1 Conductivité cationique

Ce paramètre, également appelé conductivité après échange cationique ou conductivité acide, est la conductivité mesurée dans un échantillon passé à travers une colonne comportant une résine échangeuse de cation forte sous forme hydrogène. Cette colonne remplace les cations (y compris l'additif de conditionnement volatil pour l'obtention du pH) par des H^+ de telle sorte que la solution qui en résulte contient les acides des anions contaminants. La conductivité cationique est donc un indicateur fiable de la présence de polluant par des espèces minérales tels que chlorures, sulfates ou par des anions organiques tels qu'acétates ou formiates. Elle est utilisée pour donner une indication continue et sensible de ces polluants importants en présence d'un excès d'additifs de conditionnement alcalinisants.

Quand d'autres réactifs organiques sont utilisés dans la centrale, la conductivité cationique du condensat de la vapeur vive peut atteindre des valeurs dépassant $0,2 \mu S/cm$ ($25^\circ C$). Dans ce cas, il est essentiel de s'assurer que la conductivité additionnelle ne provient pas d'une acidité locale qui pourrait résulter de l'accumulation d'anions organiques ou de sulfates et chlorures au-dessus de leur limites respectives.

Lorsqu'une conductivité cationique élevée est due au gaz carbonique, comme on peut s'y attendre dans les centrales avec des condenseurs refroidis à l'air, toute dérogation n'est autorisée que s'il peut être démontré qu'un pH acide local ne peut pas se développer. Les concentrations de gaz carbonique acceptables dépendent de la concentration en ammoniac.

4.3.2 Sodium

La présence de sodium dans la vapeur à des concentrations supérieures à la valeur préconisée indique un risque de dépôt d'alcalins et/ou de sels dans la turbine à vapeur. Le risque de fissuration sous contrainte existe si des solutions fortement alcalines se développent sur les surfaces. Le risque de piqûre existe, par exemple, lorsque du chlorure de sodium neutre est déposé. La piqûre est précurseur de corrosion par fatigue ou de fissuration sous contrainte. L'utilisation d'additifs de conditionnement non volatils de l'eau de chaudière à base de sodium constitue une source potentielle d'impureté de sodium dans la vapeur.

4.3.3 Silice

La présence de silice dans la vapeur à des concentrations supérieures à la valeur maximale recommandée constitue un risque de dépôt sur les ailettes de la turbine. Ce type de dépôt peut diminuer le rendement de la turbine. Une source potentielle de silice dans la vapeur est constituée par la silice colloïdale contenue dans l'eau brute alimentant la station de déminéralisation. Cette forme de silice n'est pas détectée par les analyses de routine et n'est pas totalement éliminée par la partie conventionnelle de la station de déminéralisation. Elle se transforme en silice ionique à la température de la chaudière. Si une quantité inhabituelle et éphémère de silice colloïdale apparaît dans l'eau brute, une forte concentration de silice dans la vapeur peut constituer un premier indicateur de sa présence.

4.3.4 Chlorure

Les chlorures sont reconnus comme une impureté qui peut provoquer des défaillances dans la chaudière pour des raisons de corrosion. Les chlorures dans l'eau de chaudière peuvent créer des cellules de corrosion avec des zones localisées dangereuses à faible pH aux points anodiques. Dans les turbines, la présence de chlorures dans les dépôts peut favoriser les piqûres et peut fournir des sites d'amorçages, d'autres mécanismes de dégradation, notamment la corrosion par fatigue et la fissuration sous contrainte. Dans les centrales avec des condenseurs refroidis à l'eau, en particulier l'eau de mer, l'eau saumâtre ou l'eau d'estuaire, des fuites au condenseur, même de faible débit, peuvent apporter une entrée significative de chlorures dans le circuit eau/vapeur. Une autre source potentielle de chlorures est la fuite par les réactifs de régénération de la station de déminéralisation ou de l'installation de traitement des condensats, lorsque la régénération se fait par l'acide chlorhydrique.

4.3 Significance of parameters

4.3.1 Cation conductivity

This parameter, also termed conductivity after cation exchange or acid conductivity, is the conductivity measured in a sample which has been passed through a column of strong cation exchange resin in the hydrogen form. This column substitutes H^+ for the cations (including any volatile pH conditioner), so that the resulting solution contains the acids of the contaminating anions. The cation conductivity is therefore a reliable indicator of the presence of contamination from inorganic species such as chlorides, sulphates and from organic anions such as acetates and formates. It is used to give a sensitive continuous indication of these significant contaminants in the presence of an excess of pH conditioning additives.

When alternative organic dosing agents are used in the plant, cation conductivity of condensed live steam may attain values above $0,2 \mu S/cm$ ($25^\circ C$). In such cases, it is essential to ensure that the additional conductivity is not related to local acidity which could result from the build-up of organic anions or of sulphate and chloride above their individual limits.

In cases where high cation conductivity is due to carbon dioxide, as, for example, is expected in plants with air-cooled condensers, any relaxation can only be allowed if it can be demonstrated that local acidic pH conditions cannot develop. Allowable carbon dioxide levels must be related to ammonia concentrations.

4.3.2 Sodium

The presence of sodium in steam at concentrations above guideline levels indicates a risk of deposition of alkalis and/or salts within the steam turbine. The risk of stress corrosion cracking exists if highly alkaline solutions develop on surfaces. The risk of pitting exists if, for example, neutral sodium chloride is deposited. Pitting can be the precursor of corrosion fatigue or stress corrosion cracking. The use of sodium-based non-volatile boiler water conditioning additives provides a potential source of sodium impurity in steam.

4.3.3 Silica

The presence of silica in steam at levels above the recommended maximum constitutes a risk of silica deposition on turbine blading. Such deposition can reduce turbine efficiency. A potential source of silica in steam is non-reactive silica in raw water fed to the demineralization plant. This form of silica is not detected by routine analysis and not fully removed by a conventional demineralization plant. It breaks down at boiler temperatures to reactive silica. If an unexpected, discrete quantity of non-reactive silica arises in raw water, the first indication of its presence may be high silica levels in steam.

4.3.4 Chloride

Chloride is recognized as an impurity which can cause corrosion-related failures in boilers. Chlorides in boiler water can generate corrosion cells with dangerous low pH regions localized at anodic areas. In turbines, the presence of chloride in deposits can stimulate pitting and can provide initiation sites for other damage mechanisms, particularly corrosion fatigue and stress corrosion cracking. In plants with water-cooled surface condensers, particularly those using sea, brackish or estuary water, even a small condenser tube leak can allow a significant ingress of chloride to the steam/water cycle. Another potential source of chloride is slippage of regenerant from demineralization or condensate polishing plant, where this is regenerated using hydrochloric acid.

Le risque de corrosion associé aux chlorures est d'autant plus grand que la concentration en oxygène dissous est élevée.

Pour illustrer la relation entre la conductivité cationique, les chlorures et les sulfates (voir section 4.3.5 ci-après), une solution avec une conductivité cationique de 0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (25 °C) correspondrait approximativement à 15 $\mu\text{g}/\text{kg}$ d'ions chlorures purs ou 20 $\mu\text{g}/\text{kg}$ d'ions sulfates purs. Il faut cependant souligner qu'il ne faut jamais autoriser une conductivité cationique dans la vapeur de 0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (25 °C) si elle est due à de telles concentrations de chlorure ou de sulfate. Il convient que les limites définies dans le tableau A.2 ne soient pas dépassées lors du fonctionnement normal.

4.3.5 Sulfate

Le sulfate est une autre impureté anionique qui peut contribuer à des défaillances de la turbine par corrosion et à de la corrosion à l'intérieur et en aval des groupes sècheurs-surchauffeurs dans les centrales nucléaires. La relation entre les sulfates et la conductivité cationique est traitée en 4.3.4 ci-dessus. Les sources potentielles de sulfates incluent les entrées d'eau de refroidissement au condenseur, les fuites de réactifs de régénération de la station de déminéralisation ou de l'installation de traitement des condensats et les fines de résines échangeuses de cation.

4.3.6 Fer et cuivre

Les principaux risques associés à de fortes concentrations en oxyde de fer dans la vapeur sont l'érosion par les particules solides des premiers étages et les dépôts, avec blocage en découlant, des vannes d'admission turbine. La concentration en fer d'un échantillon de vapeur donne une indication du risque d'une telle attaque, bien qu'il soit difficile d'obtenir des échantillons représentatifs dans toutes les conditions de fonctionnement. Le risque de concentration élevée en fer est plus grand lors du démarrage initial, lorsque la centrale fonctionne avec démarrages quotidiens et dans les anciennes centrales.

Le principal effet néfaste associé à de fortes concentrations en cuivre dans la vapeur est une perte de rendement due à l'accumulation de dépôts. Ce paramètre ne s'applique que dans les centrales avec des tubes de condenseur ou de réchauffeurs d'eau en alliages cuivreux. Les circuits des chaudières à haute pression sont les plus sensibles à ce problème. Il y a également un risque de dépôts de cuivre dans la turbine à vapeur lorsqu'un circuit contenant ces surfaces avec alliages cuivreux ou dépôts est converti du conditionnement AVT à OT.

4.3.7 Autres additifs possibles

Les valeurs définies dans le tableau A.1 sont basées sur un conditionnement conventionnel de l'eau alimentaire avec de l'hydrazine et de l'ammoniaque. Il est reconnu que des réactifs alternatifs, de réduction d'oxygène ou des amines volatiles pour le contrôle du pH sont parfois utilisés. Leur utilisation peut dégrader les valeurs visées de pureté de la vapeur, notamment la conductivité cationique, comme traité ci-dessus en 4.3.1.

L'acide borique est parfois utilisée comme additif dans le circuit secondaire des centrales REP. Dans ce cas, jusqu'à 1 000 $\mu\text{g}/\text{kg}$, en B, est acceptable dans la turbine à vapeur, avec de plus fortes concentrations, typiquement jusqu'à 10 mg/kg B, dans l'eau du générateur de vapeur. Sa contribution à la conductivité cationique n'est pas significative.

The corrosion risk associated with chloride is greater, the higher the presence of dissolved oxygen.

To illustrate the relationship between cation conductivity, chloride and sulphate (see 4.3.5 below), a solution with a cation conductivity of 0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (25 °C) would correspond to approximately 15 $\mu\text{g}/\text{kg}$ of pure chloride ion or 20 $\mu\text{g}/\text{kg}$ of pure sulphate ion. It must be emphasized, however, that a steam cation conductivity of 0,2 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (25 °C) must never be allowed to consist of so much chloride or sulphate. The limits defined in table A.2 should not be exceeded during normal operation.

4.3.5 Sulphate

Sulphate is another anionic impurity which can contribute to corrosion-related turbine failures and to corrosion within and downstream of moisture separator reheaters in nuclear plant. The relationship between sulphate and cation conductivity is discussed in 4.3.4 above. Potential sources include cooling water in-leakage, slippage of regenerating agent from demineralization or condensate polishing plant and fine particles of cation exchange resin.

4.3.6 Iron and copper

The main hazards associated with high levels of iron oxides in steam are solid particle erosion of the initial stages and deposits, with subsequent blockage, of turbine inlet valves. The content of iron in a sample of steam provides an indication of the risk of such attack, although it is difficult to obtain representative samples under all operating conditions. The risk of high iron levels is greatest during commissioning, in two-shifting and in old plant.

The main detrimental effect associated with high levels of copper in steam is a loss of output due to deposit accumulation. This parameter is only relevant in plant with copper alloy condenser or feed heater tubing. High-pressure boiler systems are most vulnerable to this problem. There is also a risk of copper deposition in the steam turbine when a system containing copper alloy surfaces or deposits is converted from AVT to OT.

4.3.7 Alternative additives

The values defined in table A.1 are based on conventional feedwater conditioning with hydrazine and ammonia. It is recognized that alternative, organic oxygen scavengers or volatile pH controlling amines are sometimes used. Their use can adversely affect steam purity targets, particularly cation conductivity, as discussed above in 4.3.1.

Boric acid is sometimes used as an additive to PWR secondary systems. In such cases, up to 1 000 $\mu\text{g}/\text{kg}$, as B, is acceptable in turbine steam, with higher levels, typically up to 10 mg/kg B, in steam generator water. Its contribution to cation conductivity is not significant.

Annexe A (informative)

Valeurs préconisées

A.1 Préconisations

Les tableaux A.1 et A.2 indiquent la pureté recommandée de la vapeur et de l'eau entrant dans les turbines à vapeur, lors des conditions normales de fonctionnement, c'est-à-dire hors démarrages et transitoires. Le tableau A.1 définit les paramètres clés tandis que le tableau A.2 couvre les paramètres de diagnostic (mesurés en réponse à des valeurs irrégulières des paramètres clés). Le tableau A.1 liste les valeurs «attendues» et «limites» pour les paramètres clés. La plage «attendue» représente les valeurs qui peuvent être généralement obtenues lors des conditions normales de fonctionnement. La valeur «limite» est celle au-delà de laquelle il y a un risque de détérioration à long ou à court terme. Un dépassement de la valeur attendue indique le besoin de réalisation d'un diagnostic et éventuellement d'une action correctrice. Les autres colonnes définissent les dépassements et les limites de durée à l'intérieur desquels ils devraient être corrigés. Le tableau A.3, fournit un guide pour l'identification et la correction ces dépassements.

Le point auquel il convient d'appliquer cette spécification technique est également identifié. Une norme pour l'eau de désurchauffe est incluse. L'eau de désurchauffe, lorsqu'elle est utilisée, est injectée dans la vapeur surchauffée afin de contrôler le degré de surchauffe de la vapeur vive fournie à la turbine, et est normalement prise à la décharge de la pompe d'alimentation de la chaudière. Un taux anormal d'impureté provenant de la désurchauffe aura un effet négatif sur la pureté de la vapeur qui en résulte.

L'eau de pulvérisation des échappements basse pression est injectée au dernier étage basse pression à faible charge afin d'éviter un échauffement excessif et elle est normalement prélevée à la décharge de la pompe d'extraction des condensats. Si cette eau est de pureté médiocre, il y a un risque de contamination des surfaces dans le dernier étage basse pression. Si cette eau est connue ou suspectée être de pureté médiocre, une autre source d'eau de pureté adéquate sera utilisée, comme par exemple le réservoir d'eau alimentaire de secours, l'eau à la sortie du traitement des condensats, lorsque cette option est offerte à l'exploitant. Si cette possibilité est requise, une modification de la centrale peut alors s'avérer nécessaire.

Toutes les valeurs énoncées sont destinées à servir de base pour développer ces objectifs spécifiques à chaque centrale.

Annex A **(informative)**

Guideline values

A.1 Guidelines

Tables A.1 and A.2 show the recommended purity of steam and water flows entering steam turbines, under normal operating conditions, i.e. excluding start-up and transient conditions. Table A.1 defines key parameters while table A.2 covers diagnostic parameters (measured in response to irregular key parameter values). Table A.1 lists "expected" and "limit" values for key parameters. The "expected" range represents those values that will generally be attainable under normal operating conditions. The "limit" value is that value beyond which there is a risk of long-term or short-term deterioration. Deviation from the expected value indicates the need for diagnostic work and potentially for remedial action. Further columns define deviations and the time limits within which they should be corrected. Table A.3 provides guidance on the identification and correction of deviations.

The location to which this technical specification should be applied is also identified. A standard for tempering spray is included. Attemperator spray, when used, is injected into superheated steam to control the degree of superheat in live steam supply to the turbine and is normally taken from boiler feedpump discharge. Abnormal impurity at the source of spray will have a detrimental effect on the purity of the resulting steam.

Low-pressure (LP) cooling spray is injected into the last LP stage at low load to prevent overheating and is normally taken from condensate extraction pump discharge. If this water is of poor purity, there is a risk of contamination of surfaces in the final LP stage. If this water is known or suspected to be of poor purity, an alternative source of suitable purity may be used, for example, reserve feed water tank, condensate polishing plant outlet, where this option is available to the operator. If such a facility is required, then modification to the plant may be necessary.

All the values stated are intended to be used as a basis for developing specific targets for particular plants.

Tableau A.1 – Limites de pureté de la vapeur pour les turbines à vapeur – Paramètres clés

Localisation	Paramètre µg/kg	Plage attendue	Valeur limite	Action sous 1 semaine	Action sous 24 h	Action sous 1 h
Vapeur vive	c. cat. (µS/cm (25 °C))	0,06 – 0,2	0,2 ^{a,b}	0,2 – 0,5 ^c	0,5 – 1,0	>1,0
	Sodium	0 – 5 ^e	5 ^d	5 – 10	–	–
	Silice	3 – 5	20	–	–	–
	Fer ^e	2 – 5	20	–	–	–
	Cuivre ^f	0 – 1	3	–	–	–
Eau de désurchauffe ^g	c. cat. (µS/cm (25 °C)) Sodium Silice Fer ^e Cuivre ^f	comme pour la vapeur vive				
<p>^a Pour le conditionnement phosphate conventionnel, une valeur limite de 0,3 µS/cm (25 °C) peut être appliquée, pour autant qu'il puisse être montré que la principale contribution à l'écart de conductivité provient de l'ion phosphate.</p> <p>^b Une valeur plus élevée peut être acceptable lorsqu'un réducteur d'oxygène organique ou un additif de conditionnement volatil pour l'obtention du pH est utilisé, pour autant qu'il puisse être montré, par exemple au moyen d'une analyse de chlorure et sulfate, que l'augmentation de valeur ne provient pas de polluants agressifs. Voir 4.3.1</p> <p>^c Si les chlorures dépassent 20 µg/kg une action sous 24 h est nécessaire.</p> <p>^d Les valeurs dépendent de la concentration dans la chaudière. 5 µg/kg peut normalement être retenue comme valeur limite en conditionnement AVT. Sur certaines centrales, jusqu'à 10 µg/kg peut être appropriée en conditionnement par composés sodiques.</p> <p>^e Le fer peut ne pas être contrôlé dans les centrales où il n'y a pas eu de problèmes de transport excessif de fer.</p> <p>^f Contrôlé seulement dans les centrales avec tubes échangeurs de chaleur en alliages cuivreux, notamment les cycles avec des chaudières à haute pression.</p> <p>^g Utilisé seulement en conjonction avec l'échantillonnage de la vapeur saturée pour indiquer la pureté de la vapeur vive.</p>						

Table A.1 – Steam purity limits for steam turbines – Key parameters

Location	Parameter µg/kg	Expected range	Limit value	Action within 1 week	Action within 24 h	Action within 1 h
Live steam	Conductivity (µS/cm (25 °C))	0,06 – 0,2	0,2 ^{a,b}	0,2 – 0,5 ^c	0,5 – 1,0	>1,0
	Sodium	0 – 5 ^d	5 ^d	5–10	–	–
	Silica	3 – 5	20	–	–	–
	Iron ^e	2 – 5	20	–	–	–
	Copper ^f	0 – 1	3	–	–	–
Attemperator spray ^g	Conductivity (µS/cm (25 °C)) Sodium Silica Iron ^e Copper ^f	as live steam				
<p>^a For conventional phosphate dosing, a limit value of 0,3 µS/cm (25 °C) may be applied, provided it can be shown that the dominant contribution to the additional conductivity is due to the phosphate ion.</p> <p>^b A higher value may be acceptable when an organic oxygen scavenger or volatile pH conditioner is used, provided that it is shown, for example, by analysis of chloride and sulphate, that the increase is not due to aggressive contaminants. See 4.3.1</p> <p>^c If chloride exceeds 20 µg/kg, action within 24 h is necessary.</p> <p>^d Values depend on boiler dosing. 5 µg/kg is normally attainable as a limit value under AVT. In some plants, up to 10 µg/kg may be appropriate under sodium compound dosing.</p> <p>^e Iron may not need to be monitored in plant where there is no history of excessive iron transport problems.</p> <p>^f Only monitored in plant with copper alloy heat exchanger tubing, particularly high-pressure boiler systems.</p> <p>^g Only used in conjunction with monitoring of saturated steam to indicate live steam purity.</p>						

**Tableau A.2 – Limites de pureté de la vapeur pour les turbines à vapeur –
Paramètres de diagnostic**

Localisation	Paramètre µg/kg	Valeur limite
Vapeur vive ou eau de désurchauffe	Chlorure	3
	Sulfate	3

A.2 Dépassements hors des limites préconisées

Lorsqu'un dépassement hors des valeurs recommandées - ou de la plage normale définie pour la centrale - est observé, il convient d'en rechercher la cause, au moyen des paramètres complémentaires de diagnostic. Le tableau A.3 identifie les actions adéquates dans le cas de tels dépassements, pour aider à restaurer les paramètres à des valeurs acceptables dans les limites de temps définies dans le tableau A.1. La liste des causes n'est pas censée être exhaustive.

Table A.2 – Steam purity limits for steam turbines - Diagnostic parameters

Location	Parameter µg/kg	Limit value
Live steam or attemperator spray.	Chloride	3
	Sulphate	3

A.2 Deviations from guidelines

When a deviation from recommended values – or from the range normal for the plant – is observed, the cause should be investigated, with the help of additional diagnostic parameters. Table A.3 identifies appropriate action in the event of such a deviation, to help restore the parameters to acceptable values within the time limits defined in table A.1. The list of causes is not intended to be complete.

Tableau A.3 – Actions sur les dépassements hors des limites préconisées

Paramètre en dépassement	Paramètre de diagnostic à contrôler	Cause possible	Action recommandée
Calcium élevée	Chlorure sulfate	Fuite condenseur	Vérifier le condenseur
		Défaillance station de déminéralisation	Vérifier la station de déminéralisation
		Impuretés organiques venant de l'eau brute	Vérifier la station de déminéralisation
		Décomposition accrue d'additifs organiques	Vérifier le dosage des réactifs
		Fuite du traitement des condensats (TC)	Vérifier le fonctionnement TC
		Fines de résines échangeuses de cation	Vérifier le traitement des condensats
		Gaz carbonique dû à une entrée d'air au condenseur	Vérifier les fuites au condenseur
Sodium élevé		Fuite condenseur	Vérifier le condenseur
		Dosage accru des additifs dans la chaudière	Vérifier le dosage des réactifs
		Entraînement accru d'eau de chaudière dans la vapeur	Vérifier les conditions de la chaudière pour le moussage, un niveau élevé ou un défaut du séparateur d'humidité
		Défaillance station de déminéralisation	Vérifier la station de déminéralisation
Silice élevée		Entraînement accru d'eau de chaudière	Vérifier la chaudière comme ci-dessus
		Défaillance station de déminéralisation	Vérifier la station de déminéralisation
		Augmentation de la silice colloïdale dans l'eau brute	Vérifier la qualité de l'eau brute
		Fuite du lit mélangé de traitement des condensats (TC)	Vérifier le fonctionnement du TC
Fer élevé		Concentration élevée dans l'eau alimentaire et transport accru de produits de corrosion par entraînement dans la vapeur ou eau de désurchauffe impure	Vérifier le conditionnement, notamment vis-à-vis d'un faible pH
		Utilisation de matériel enclin à relâcher de l'oxyde de fer	Vérifier le fonctionnement du matériel.
Cuivre élevé		Concentration élevée dans l'eau alimentaire et transport accru de produits de corrosion par entraînement dans la vapeur ou eau de désurchauffe impure	Vérifier la pureté de l'eau alimentaire pour l'oxygène ou pH élevé

Table A.3 – Actions on deviations from guidelines

Parameter deviation	Diagnostic parameters to be checked	Possible cause	Recommended action
High chlorine	Chlorine sulphate	Condenser leak	Check condenser
		Demineralization plant failure	Check demineralization plant
		Organic impurities from raw water	Check demineralization plant
		Increased organic additive decomposition	Check dosing rates
		Condensate polisher slippage	Check condensate polisher operation
		Cation exchange resin fines	Check condensate polishers
		Carbon dioxide due to air inleakage at condenser	Check condenser for leaks
High sodium		Condenser leak	Check condenser
		Increased boiler water dosing	Check dosing rates
		Increased boiler water carryover	Check condition of boiler for foaming, high-level or moisture separator defect
		Demineralization plant failure	Check demineralization plant
High silica		Increased boiler water carryover	Check condition of boiler as above
		Demineralization plant failure	Check demineralization plant
		Increase in raw water non-reactive silica content	Check raw water quality.
		Mixed bed condensate polisher slippage	Check condensate polisher operation
High iron		High levels in feedwater and increased corrosion product transport by carryover or impure attenuator spray	Check conditioning especially for low pH
		Use of materials prone to iron oxide release	Check material performance
High copper		High levels in feedwater and increased corrosion product transport by carryover or impure attenuator spray	Check feedwater purity for high oxygen or high pH

Bibliographie

Guides EPRI

- [1] EPRI-TR-105'041, *Cycle Chemistry Guidelines for Fossil Plants: Ali-Volatile Treatment*, Avril 1996
- [2] EPRI-TR-102'285, *Cycle Chemistry Guidelines for Fossil Plants: Oxygenated Treatment*, Décembre 1994
- [3] EPRI-TR-103'665, *Cycle Chemistry Guidelines for Fossil Plants: Phosphate Treatment for Drum Units*, Décembre 1994

Guide VGB

- [4] VGB *Richtlinie für Kesselspeisewasser, Kesselwasser und Dampferzeugern über, 68 bar zulässigem Betriebsüberdruck*, 1968

Guide IUNPEDE

- [5] *Chemical guidelines for water/steam cycle of fossil fired units*, Avril 1997

Norme japonaise

- [6] Japanese Industrial Standard JIS B 8223, *Water Conditioning for Boiler Feed Water and Boiler Water*, 1989 (validité réaffirmée en 1994)

Référence IWC (Conférence internationale sur l'eau)

- [7] Jan Stodola, Ontario Power Generation, *Ten Years of Equilibrium Phosphate Treatment*, Actes de l'IWC, Pittsburg PA, USA, Octobre 1996

Norme britannique

- [8] BS 2486, *Recommandations concernant le traitement de l'eau destinée aux générateurs de vapeur et aux réchauffeurs d'eau*, 1997 (disponible en anglais seulement)

Bibliography

EPRI guidelines

- [1] EPRI-TR-105'041 *Cycle Chemistry Guidelines for Fossil Plants: All-Volatile Treatment*, April 1996
- [2] EPRI-TR-102'285 *Cycle Chemistry Guidelines for Fossil Plants: Oxygenated Treatment*, December 1994
- [3] EPRI-TR-103'665 *Cycle Chemistry Guidelines for Fossil Plants: Phosphate Treatment for Drum Units*, December 1994

VGB guidelines

- [4] *VGB Richtlinie für Kesselspeisewasser, Kesselwasser und Dampferzeugern über, 68 bar zulässigem Betriebsüberdruck*, 1988

UNIPEDÉ guidelines

- [5] *Chemical guidelines for water/steam cycle of fossil fired units*, April 1997

Japanese guidelines

- [6] Japanese Industrial Standard JIS B 8223, *Water Conditioning for Boiler Feed Water and Boiler Water* 1989 (reaffirmed 1994)

IWC (International Water Conference) reference

- [7] Jan Stodola, Ontario Power Generation, *Ten Years of Equilibrium Phosphate Treatment*, Proceedings of International Water Conference, Pittsburg PA, USA, October 1996

British standard

- [8] BS 2486, *Recommendations of treatment of water for steam boilers and water heaters*, 1997

ISBN 2-8318-6427-5



9 782831 864273

ICS 27.040

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND