

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Nuclear power plants – Instrumentation and control systems important to safety – Management of ageing

Centrales nucléaires de puissance – Systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande importants pour la sûreté – Gestion du vieillissement



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2007 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

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

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

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

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

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00



IEC 62342

Edition 1.0 2007-08

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Nuclear power plants – Instrumentation and control systems important to safety – Management of ageing

Centrales nucléaires de puissance – Systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande importants pour la sûreté – Gestion du vieillissement

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX



ICS 27.120.20

ISBN 2-8318-9260-0

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	8
1.1 Management of physical ageing	8
1.2 Management of technology ageing (obsolescence).....	8
1.3 Safety goal of this standard	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	8
4 Background	11
5 Requirements for ageing management	12
5.1 General.....	12
5.2 Methodology.....	12
5.3 Process.....	13
6 Understanding I&C ageing phenomena.....	17
6.1 General.....	17
6.2 Stresses causing ageing	17
6.3 Ageing mechanisms and ageing effects.....	17
7 Requirements to address ageing effects	18
7.1 Ageing effect identification	18
7.2 Selection of I&C components for ageing evaluation	18
7.2.1 General	18
7.2.2 Identification of I&C functions, systems, and equipment	18
7.2.3 Breakdown of I&C equipment and components	18
7.2.4 Failure analysis	19
7.2.5 Susceptibility to ageing.....	19
7.3 Evaluating ageing degradation of I&C.....	20
7.4 Ageing stresses.....	20
7.4.1 General	20
7.4.2 External stresses influencing ageing.....	21
7.4.3 Internal stresses influencing ageing.....	21
7.4.4 Stress history and insecure conditions.....	21
7.5 Intended function versus qualification.....	22
7.5.1 Equipment specification and qualification	22
7.5.2 Impact on the qualification hypothesis	22
7.5.3 Applicability of ageing models	22
7.6 Surveillance tests and maintenance requirements	22
7.6.1 Maintenance and surveillance test processes	22
7.6.2 Ageing evidence from operating and maintenance research	22
7.6.3 Sample tests	22
7.7 Support resources	22
7.8 Documentation requirements.....	22
8 Requirements for ageing control.....	23
8.1 General.....	23
8.2 Definition of ageing control programs	23
8.3 Means for I&C ageing management.....	23

9	Organization.....	24
9.1	General.....	24
9.2	Organization for ageing management.....	24
9.3	Identifying long-term operating strategies and I&C life cycle.....	24
9.4	Organization for the long-term maintenance of I&C equipment.....	25
9.5	Quality assurance.....	25
9.6	Reporting.....	25
	Annex A (informative) Guidance on characterizing I&C ageing phenomena and acquiring data for ageing management of I&C components in nuclear power plants.....	26
	Annex B (informative) Examples of ageing management practices for selected I&C components in nuclear power plants.....	29
	Annex C (informative) Examples of testing and monitoring techniques for I&C ageing management.....	37
	Bibliography.....	42
	Figure B.1 – Bathtub curve model for failure rates of electronic components.....	29
	Table 1 – Ageing management process as outlined in various clauses of this standard.....	13
	Table B.1 – Potential effects of ageing on performance of nuclear plant pressure transmitters.....	32
	Table B.2 – Test methods for verifying the performance and monitoring the ageing of I&C components.....	35

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

NUCLEAR POWER PLANTS – INSTRUMENTATION AND CONTROL SYSTEMS IMPORTANT TO SAFETY – MANAGEMENT OF AGEING

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 62342 has been prepared by subcommittee 45A: Instrumentation and control of nuclear facilities, of IEC technical committee 45: Nuclear instrumentation.

IEC 62342 is to be read in conjunction with IEC 62096 which is the appropriate IEC SC 45A Technical Report which provides guidance on the decision for modernization when management of ageing techniques is no longer successful.

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

FDIS	Report on voting
45A/660/FDIS	45A/665/RVD

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

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

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

INTRODUCTION

a) Technical background, main issues and organization of the standard

With the majority of NPPs over 20 years old, the management of the ageing of instrumentation is currently a relevant topic, especially for those plants that have extended their operating licences or are considering this option. This standard is intended to be used by operators of NPPs (utilities), systems evaluators, and by licensors.

b) Situation of the current standard in the structure of the IEC SC 45A standard series

IEC 62342 is the second-level IEC SC 45A document tackling the generic issue of management of ageing of nuclear instrumentation.

IEC 62342 is the IEC SC 45A chapeau standard covering the domain of the management of ageing of nuclear instrumentation systems used in NPPs to perform functions important to safety. IEC 62342 is the introduction to a series of standards to be developed by IEC SC 45A covering the management of ageing of specific I&C systems or components such as sensors, transmitters, and cables.

For more details on the structure of the IEC SC 45A standard series, see item d) of this introduction.

c) Recommendations and limitations regarding the application of the standard

It is important to note that this standard establishes no additional functional requirements for safety systems. Ageing mechanism has to be prevented and thus detected by performance measurements. Aspects for which special recommendations have been provided in this Standard are:

- criteria for evaluation of ageing of I&C equipment in NPPs;
- steps to be followed to establish an ageing management program for NPP I&C equipment; and
- tracking of performance indices such as response time and calibration stability as the means to manage the ageing of sensors and transmitters.

It is recognized that testing and monitoring techniques used to evaluate the ageing condition of NPPs' I&C systems are continuing to develop at a rapid pace and that it is not possible for a standard such as this to include references to all modern technologies and techniques. However, a number of techniques have been mentioned within this standard and are described in Annexes B and C.

To ensure that this standard will continue to be relevant in future years, the emphasis has been placed on issues of principle, rather than specific technologies.

d) Description of the structure of the IEC SC 45A standard series and relationships with other IEC documents and other bodies' documents (IAEA, ISO)

The top-level document of the IEC SC 45A standard series is IEC 61513. It provides general requirements for I&C systems and equipment that are used to perform functions important to safety in NPPs. IEC 61513 structures the IEC SC 45A standard series.

IEC 61513 refers directly to other IEC SC 45A standards for general topics related to categorization of functions and classification of systems, qualification, separation of systems, defence against common-cause failure, software aspects of computer-based systems,

hardware aspects of computer-based systems, and control room design. The standards referenced directly at this second level should be considered together with IEC 61513 as a consistent document set.

At a third level, IEC SC 45A standards not directly referenced by IEC 61513 are standards related to specific equipment, technical methods, or specific activities. Usually these documents, which make reference to second-level documents for general topics, can be used on their own.

A fourth level extending the IEC SC45 standard series, corresponds to the Technical Reports which are not normative.

IEC 61513 has adopted a presentation format similar to the basic safety publication IEC 61508 with an overall safety life-cycle framework and a system life-cycle framework and provides an interpretation of the general requirements of IEC 61508-1, IEC 61508-2, and IEC 61508-4, for the nuclear application sector. Compliance with IEC 61513 will facilitate consistency with the requirements of IEC 61508 as they have been interpreted for the nuclear industry. In this framework, IEC 60880 and IEC 62138 correspond to IEC 61508-3 for the nuclear application sector.

IEC 61513 refers to ISO as well as to IAEA 50-C-QA (now replaced by IAEA 50-C/SG-Q) for topics related to quality assurance (QA).

The IEC SC 45A standards series consistently implements and details the principles and basic safety aspects provided in the IAEA code on the safety of NPPs and in the IAEA safety series, in particular the Requirement NS-R-1, establishing safety requirements related to the design of nuclear power plants, and the Safety Guide NS-G-1.3 dealing with instrumentation and control systems important to safety in NPPs. The terminology and definitions used by SC 45A standards are consistent with those used by the IAEA.

NUCLEAR POWER PLANTS – INSTRUMENTATION AND CONTROL SYSTEMS IMPORTANT TO SAFETY – MANAGEMENT OF AGEING

1 Scope

1.1 Management of physical ageing

This International Standard provides strategies, technical requirements, and recommendations for the management of ageing of nuclear power plant (NPP) instrumentation and control (I&C) systems and associated equipment. The standard also includes informative annexes on test methods, procedures, and technologies that may be used to verify proper operation of I&C equipment and aim to prevent ageing degradation from having any adverse impact on the plant safety, efficiency, or reliability. The standard applies to all types of NPPs and relates primarily to safety.

1.2 Management of technology ageing (obsolescence)

The scope of this standard has been intentionally focused on the management of physical ageing of I&C systems where this may be considered as having a direct consequence on the safety of the NPP. It does not cover technology ageing aspects (i.e., obsolescence) in any detail.

It should be noted, however, that, in practice, the overall scheme for the management of ageing will have to cover obsolescence. Indeed, obsolescence has been recognized as the dominant issue in the life cycle of many I&C technologies (from design through to operational maintenance, replacement, and updating).

1.3 Safety goal of this standard

This standard identifies minimum requirements aimed at ensuring that any potential impacts on NPP safety due to I&C ageing can be identified and that suitable actions are undertaken to demonstrate that the safety of the plant will not be impaired.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 61513:2001, *Nuclear power plants – Instrumentation and control for systems important to safety – General requirements for systems*

3 Terms and definitions

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

3.1

accuracy of measurement

closeness of the agreement between the result of a measurement and the conventionally true value of the measurand

NOTE 1 “Accuracy” is a qualitative concept.

NOTE 2 The term “precision” should not be used for “accuracy”.

[IEV 394-40-35]

3.2

ageing

general process in which characteristics of a structure, system or component gradually change with time or use

NOTE This degradation is due to physical mechanisms inherent in component materials and linked to the I&C equipment design, assembly, and functional characteristics. It is influenced by the stresses from the equipment environment and from the equipment operation.

[IAEA Safety Glossary, 2006]

3.3

calibration

set of operations that establish, under specified conditions, the relationship between values of quantities indicated by a measuring instrument or a measuring system, or values represented by a material measure or a reference material, and the corresponding values realized by standards

NOTE For more details, see [IVM 6.11].

[IEV 394-40-43]

3.4

channel

arrangement of interconnected components within a system that initiates a single output. A channel loses its identity where the single-output signals are combined with signals from another channel (for example, from a monitoring channel or a safety actuation channel)

[IAEA Safety Glossary, 2006]

3.5

cross-calibration

procedure of intercomparing the indications of redundant instruments (for example, temperature sensors) to identify outlier sensors as a means of verifying calibration or identifying calibration changes. A more appropriate term for this definition is "cross-validation," but, cross calibration is more commonly used

[IEC 62385, 3.6]

3.6

design life

period of time during which a facility or component is expected to perform according to the technical specifications to which it was produced

[IAEA Safety Glossary, 2006]

3.7

I&C life cycle

set of necessary activities involved in the implementation and operation of an I&C system occurring during a period of time that starts at a concept phase with the system requirements specification and finishes when the I&C system is no longer available for use

3.8

in situ test

test of a sensor or a transmitter that is performed without removing the sensor or transmitter from its normal installed position in the system

[IEC 62385, 3.9]

**3.9
installed life**

time interval from installation to removal, during which the equipment or components thereof may be subjected to design operational conditions

NOTE Equipment may have an installed life of 40 years with certain components changed periodically; thus the installed life of the component would be less than 40 years.

[IEC 60780, 3.10]

**3.10
modernization**

replacement or upgrading with newer systems and components. Replacement is the term to be used when there is no change in requirements; upgrading is the terms to be used when the level of requirements increases

NOTE 1 Backfit, refit, retrofit, refurbish and upgrade are similar terms which are often used interchangeably. They only differ in shades of meaning (IAEA-TECDOC-1066). Upgrading is the term to be used when there is an increase in requirements. Upgrading also includes the implementation of new functionality.

NOTE 2 Replace and renew are similar and often interchangeable. The terms are used from a single component up to the complete I&C.

**3.11
monitoring**

continuous or periodic measurement of radiation or other parameters for determination of the status of a system

[IEV 393-18-40]

**3.12
operating conditions**

environmental, power, and signal conditions expected as a result of normal operation and postulated initiating event conditions

**3.13
performance limits**

limits defining the quantitative static and dynamic characteristics of the input and output subsystems measured during the operation/surveillance of the instrument channel for a given environmental condition (for example, radiation, humidity, temperature, electromagnetic field, etc.)

NOTE Instrument channel accuracy, response time, and stability are some of the attributes of performance limits.

**3.14
predictive maintenance**

form of preventive maintenance performed continuously or at intervals governed by observed conditions to monitor, diagnose or trend a structure, system or component's condition indicators. Results indicate present and future functional ability or the nature of, and schedule for, planned maintenance

NOTE It is also termed condition-based maintenance.

[IAEA Safety Glossary, 2006]

3.15**preventive maintenance**

actions that detect, preclude or mitigate degradation of a functional structure, system or component to sustain or extend its useful life by controlling degradation and failures to an acceptable level

NOTE 1 Preventive maintenance may be periodic maintenance, planned maintenance or predictive maintenance.

NOTE 2 Contrasted with corrective maintenance.

[IAEA Safety Glossary, 2006]

3.16**qualified life**

period for which a structure, system or component has been demonstrated, through testing, analysis or experience, to be capable of functioning within acceptance criteria during specific operating conditions while retaining the ability to perform its safety functions in a design basis accident or earthquake

[IAEA Safety Glossary, 2006]

3.17**response time**

period of time necessary for a component to achieve a specified output state from the time that it receives a signal requiring it to assume that output state

[IAEA Safety Glossary, 2006]

3.18**time constant**

in the case of a first-order system, time required for the output signal of a system to reach 63,2 % of its final variation after a step change of its input signal.

If the system is not first-order system, the term “time constant” is not appropriate. For a system of a higher order, the term “response time” should be used

[IEC 62397, 3.9]

3.19**trending analysis**

process of obtaining instrument data over time to form a history of the instrument channel or its components (for example, calibration) or compared to redundant instruments (for example, cross-calibration/comparison) to determine if the performance has been affected

3.20**upgrading**

refurbishment of equipment with design or functional enhancements based on operating experience and new technology/materials availability. These include changing to materials more resistant to ageing stressors, reconfiguring for improved reliability, even relocating equipment and implementation of new functionality

4 Background

Experience throughout the utility and process industries has shown that the increasing age of I&C systems in older plants could lead to deterioration of operability and maintainability. The problem is also shared by NPPs. Maintaining adequate performance and dependability of I&C is governed by two main issues:

a) physical ageing of the I&C equipment leading to defects;

b) obsolescence of equipment (systems and components) in terms of both replacement parts and suppliers' support.

NPP I&C applications raise special lifetime dependability problems due to the relatively long-life expectancy of the plant compared to that of the I&C, exposure to ionizing radiation, and the demanding qualification requirements for safety systems.

As well as being necessary to ensure industrial asset management and economical plant operation, the control or management of ageing of I&C in NPPs may be a formal obligation to be demonstrated to the nuclear safety authority. One solution is to systematically renew I&C at or before the onset of any ageing problems. However, many plant I&C installations have not been designed with this option in mind and are not amenable to quick and simple replacement with equivalent systems. The use of nuclear specific I&C, installation in restricted (radioactive) working environments, safety licensing authority approval, and cost of long plant outages are only a few examples of why upgrading the I&C can be a long, complex, and expensive activity. Another approach is to prolong the use of the existing I&C by taking appropriate measures to maintain the equipment. The annexes to this document provide examples of measures that are implemented in NPPs to cope with the ageing of nuclear plant I&C equipment.

5 Requirements for ageing management

5.1 General

This clause provides requirements and recommendations to establish the methodological approaches and the practical processes necessary for I&C ageing management.

5.2 Methodology

A suitable methodology for the management of ageing of I&C which allows all relevant and interacting issues of long-term plant operating strategies to be evaluated with respect to safety shall be established.

Potential impacts on NPP safety due to I&C ageing shall be identified and suitable actions shall be undertaken to demonstrate that the safety of the plant will not be impaired. Furthermore, the qualification of the I&C shall be maintained. In addition, during the estimation of the effects of ageing mechanism on an equipment or component, it is necessary to consider both

- a) those which could lead to failure during normal conditions; and
- b) those which could lead to failure during accidental conditions (including seismic and design basis accident conditions).

The parameters relevant to I&C ageing affecting safety (for example, calibration drift, response time degradation) shall be identified and the means and methods used to acquire data for verification of performance of I&C equipment shall be established. The I&C performance data should be obtained periodically, analysed, and compared with acceptance criteria. Since it is difficult to identify ageing mechanisms completely, it is important to establish an efficient information feedback system taking advantage of experience from NPPs and other industries. Of course, the quality of information sources should be controlled by audits. The methodology used should take into consideration the foreseeable evolution of functional needs, material performances, component supply, and human resources that are needed to maintain the required targets for plant availability and preserve the plant safety.

The basic methodology of ageing management should involve the following three conceptual steps in an iterative way.

- a) Understanding the ageing phenomenon and identifying the (potential) effects on I&C. This understanding may be gained from research, operating experience, and other resources (see Clause 6).
- b) Evaluating the specific impact of these effects on the plant taking into account operational profiles and analysing the risks, selecting I&C equipment and component items, analysing the NPP operating conditions, and evaluating ageing degradation (see Clause 7).
- c) Carrying out necessary mitigating actions to counteract the effects of ageing, defining specific means for I&C ageing management such as improved testing and maintenance, establishing “ageing control” programs, and developing modification and replacement strategies (see Clause 8 and annexes).

Due to the importance of I&C to plant safety, ageing management in practice shall be prioritized. This may be achieved by selecting I&C equipment and components according to susceptibility to ageing, operating conditions, and impact of failure on the safety of the system to which they belong.

Condition monitoring of the plant and of the I&C equipment is necessary either as part of the preliminary (“one-off”) evaluation to identify ageing equipment and/or as a continued long-term action before replacing the equipment.

The means for I&C ageing management will include existing arrangements, provisions by design, maintenance, surveillance testing, etc., the adequacy of which must be verified. It may be necessary to define additional means for I&C ageing management such as improved maintenance, specific “ageing control” programs, modification and replacement strategies.

5.3 Process

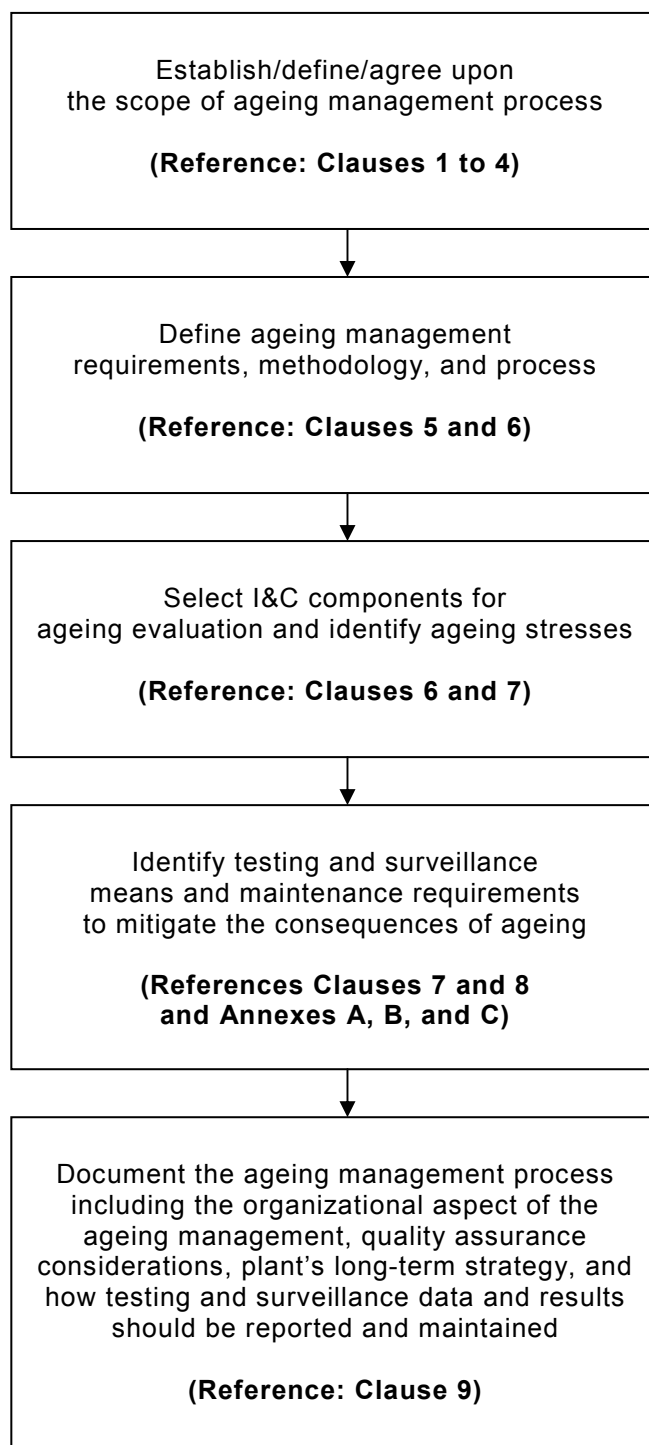
The methodology considerations given in 5.2 shall be implemented in an ageing management process. The process for management of physical ageing of I&C shall comprise actions to identify the parts of the equipment having characteristics changing with time and follow these up with necessary testing and surveillance as well as corrective or mitigating measures to ensure dependability, performance and, where applicable, qualified life. This may be organized as a programme of specific actions to address ageing, as a verification of existing (short- and long-term) maintenance activities, or a combination of both. Table 1 shows how the ageing management process is presented by the different clauses of this document. The requirements and recommendations concerning actual practical steps made in the ageing management process are detailed in the clauses which follow. The steps in an I&C ageing management process are illustrated in the flowchart of Figure 1.

**Table 1 – Ageing management process as outlined
in various clauses of this standard**

Introduction
Clause 1. Scope <i>Describes the scope of the standard with respect to the management of physical ageing of NPP I&C, technology ageing, and impact on nuclear safety.</i>
Clause 2. Normative references <i>IEC standards that relate to this standard are listed in this clause.</i>
Clause 3. Terms and definitions <i>The terms used in this standard are all defined in this clause.</i>
Clause 4. Background <i>This clause contains a general background on why I&C ageing management is important.</i>

<p>Clause 5. Requirements for ageing management</p> <p><i>This clause describes the methodological approach and the practical processes necessary for ageing management.</i></p>							
5.1 General		5.2 Methodology			5.3 Process		
<p>Clause 6. Understanding I&C ageing phenomena</p> <p><i>Characterizing the ageing phenomena and identifying the (potential) effects on I&C from knowledge gained from research, operating experience, and other resources.</i></p>							
6.1 General		6.2 Stresses causing ageing			6.3 Ageing mechanisms and ageing effects		
<p>Clause 7. Requirements to address ageing effects</p> <p><i>Evaluating the specific impact of ageing effects on the plant taking into account operational profiles and analysing the risks.</i></p>							
7.1 Ageing effect identification	7.2 Selection of I&C components for ageing evaluation	7.3 Evaluating ageing degradation of I&C	7.4 Ageing stresses	7.5 Intended function versus qualification	7.6 Surveillance tests and maintenance requirements	7.7 Support resources	7.8 Documentation requirements
<p>Clause 8. Requirements for ageing control</p> <p><i>Carrying out necessary mitigating actions to counteract the effects of ageing by defining specific means for I&C ageing management such as improved testing and maintenance or “ageing control” programmes.</i></p>							
8.1 General		8.2 Definition of ageing control programs			8.3 Means for I&C ageing management		
<p>Clause 9. Organization</p> <p><i>Organising the ageing management process including the definition of long-term strategies, I&C life cycle, quality control, and reporting.</i></p>							
9.1 General	9.2 Organization for ageing management	9.3 Identifying long-term operating strategies and I&C life cycle	9.4 Organization for the long-term maintenance of I&C equipment		9.5 Quality assurance	9.6 Reporting	
<p>Annex A</p> <p><i>Guidance on characterizing I&C ageing phenomena and acquiring data for ageing management of I&C components in nuclear power plants</i></p>							
A.1 Examples of stress factors, ageing mechanisms, and ageing effects on different I&C components		A.2 Data for ageing management			A.3 Testing and monitoring		
<p>Annex B</p> <p><i>Examples of ageing management practices for selected I&C components in nuclear power plants</i></p>							

B.1 Management of ageing of electronics and electrical components	B.2 Management of ageing of temperature and pressure sensors	B.3 Management of ageing of neutron flux detectors	B.4 Ageing management for cables and connectors	B.5 Application for normal operation and post-accident conditions
Annex C <i>Examples of testing and monitoring techniques for I&C ageing management</i>				
C.1 On-line calibration verification	C.2 On-line detection of venturi fouling	C.3 <i>In situ</i> response time testing of pressure transmitters	C.4 On-line detection of clogging in impulse lines	
C.5 RTD and thermocouple cross calibration	C.6 Response time testing of RTDs and thermocouples	C.7 Testing of cables and connectors	C.8 Assurance of I&C reliability in accident conditions	
<i>Bibliography</i>				
IAEA documents	IEC documents		Other documents	



IEC 1377/07

Figure 1 – Flowchart of ageing management process for I&C equipment and systems

6 Understanding I&C ageing phenomena

6.1 General

Possible ageing phenomena should be characterized to identify and associate ageing mechanisms, causes, and potential or authenticated effects on I&C components, equipment, and systems. The list of ageing phenomena shall be updated periodically as experience is accumulated from plant operation and from external sources of information (for example, R&D, experience).

Toward the end of an I&C component's lifetime, the failure rate of the component and hence the I&C equipment or system becomes greater (wear-out failure period of the "bathtub" reliability curve – see Annex B). At this point, the failure rate is no longer statistically predictable and hence the equipment becomes unreliable. The influence of stresses can effectively cause premature ageing. As such, testing and surveillance should be increased as I&C ageing progresses.

6.2 Stresses causing ageing

Stresses originate from manufacture, storage, and pre-service or in-service operating conditions. They produce failures due to wear and may induce ageing mechanisms and produce ageing effects. They can be considered as two types.

- a) External stresses exist in the environment surrounding the equipment, whether it is operating or shutdown. Typical examples include temperature, humidity, radiation, electrical, and vibration. These stresses may vary in intensity depending on external events (climatic changes, plant events, hazards, electrical discharge, electromagnetic field, etc.) and location.
- b) Internal stresses arise from equipment or system operation. Examples are internal heating from electrical or mechanical loading, physical stresses from mechanical or electrical surges, vibration, and electrical or mechanical wearing of parts from equipment operation (for example, contacts).

The ageing degradation of electrical or electronic equipment is a function of the duration, range, and intensity of stresses experienced by the equipment. Ageing degradation due to a single stress may usually be represented as a simple relationship involving the stress intensity and time; however, ageing degradation due to a combination of more than one stress may exceed the sum of the individual effects.

6.3 Ageing mechanisms and ageing effects

The susceptibility of equipment to ageing mechanisms and consequent ageing effects should be determined through an analysis of the behaviour of the individual materials and components that make up the I&C equipment when subjected to external and internal stresses.

Annex A provides guidance for characterizing I&C ageing phenomena and obtaining data for ageing management in a NPP. Typical ageing mechanisms and their effects on different I&C equipment families are listed. All mechanisms may not produce significant ageing effects in equipment in a given service environment during a given period of time.

7 Requirements to address ageing effects

7.1 Ageing effect identification

This clause provides requirements for evaluation of the specific impact of effects on I&C equipment taking into account operational profiles and analysing the potential risks. These requirements are presented under the following headings which should be incorporated into the steps in an ageing management process:

- selection of I&C components for ageing evaluation;
- evaluating ageing degradation for I&C;
- ageing stresses;
- intended function versus qualification;
- surveillance tests and maintenance requirements;
- support resources; and
- documentation requirements.

The requirements relative to these steps are described in the following subclauses.

7.2 Selection of I&C components for ageing evaluation

7.2.1 General

I&C equipment and components which are susceptible to ageing and whose failure has a significant impact on the safety of the system to which they belong shall be selected for evaluation of ageing degradation and inclusion in an ageing management program.

The selection process should take the following into account:

- identifying the components whose failure has a significant consequence on safety systems; and
- within this list of safety-related components, identifying those which may be susceptible to ageing mechanisms (see Clause 6).

Examples of I&C equipment that are susceptible to ageing are temperature and pressure sensors (for example, RTDs, thermocouples, pressure, level, and flow transmitters); cables and connectors; neutron flux detectors; electronic cards; and pressure sensing lines (impulse lines).

7.2.2 Identification of I&C functions, systems, and equipment

A list of all I&C functions, systems, and equipment which contribute to plant safety shall be established. The boundary for the equipment is from the process (for example, input to a process sensor) all the way to the actuation system. It is likely that the safety significance of the various I&C functions have already been defined either as part of the plant's safety classification system or as the result of a probabilistic safety assessment.

7.2.3 Breakdown of I&C equipment and components

The list of I&C systems and equipment which contribute to NPP safety (7.2.2) shall be broken down into a schedule of items consisting of equipment or component parts which enables an analysis of the effects of ageing mechanisms. In doing so, the following should be considered:

- construction materials;
- type (model, manufacturer, etc.);

- degree of environmental protection;
- operating and environmental conditions and locations;
- age and required operating life;
- qualification requirements; and
- history of failure.

7.2.4 Failure analysis

Equipment or component parts shall be analysed with respect to the impact of their failure on the safety function in the set of operating conditions. Faults and failure modes due to ageing mechanisms shall be considered. Originally, all components should be considered as sensitive for ageing until the opposite has been shown. It should be noted that ageing can be included by synergy effects.

The following factors should be considered in the failure analysis.

- Particular ageing degradation of certain components may lead to non-safe or un-detected modes of failure.
- Ageing degradation can induce non-compliance to specification for normal operation or accident condition qualification.
- The effects of ageing on construction materials that are not normally regarded as I&C components (for example, deterioration of soldered joints and insulating sleeves).
- Items shall not be omitted from further evaluation on the grounds of redundancy or diversity, because ageing degradation is a potential common cause for failure.
- The design of the I&C device and its technical data to confirm that the correct precautions have been applied when selecting and installing components to avoid premature damage and failure (for example, incorrectly rated components, incorrect installation such as loose fixing, inadequate ventilation, etc.).

7.2.5 Susceptibility to ageing

A list of equipment or component susceptibility to ageing shall be established; see Clause 6. Annex A gives guidance for characterizing I&C ageing phenomena.

This list shall be obtained by an evaluation of knowledge (data) relevant to ageing mechanisms. Possible or actual ageing mechanisms should be identified by considering operating experience, expertise, testing (Clause 8) and theoretical analysis applied to NPP conditions. The equipment and components considered shall include all items as identified from the breakdown of equipment and components parts (7.2.3) constituting the I&C systems and equipment which contribute to plant safety. The following points should be considered in determining equipment or component susceptibilities to ageing:

- locations where the environmental conditions are likely to cause the stress conditions inducing ageing mechanisms (7.4.2);
- equipment functioning conditions that are likely to cause stress and induce ageing mechanisms (7.4.3);
- equipment design, failure analysis (7.2.4), and degree of environmental protection;
- testing or maintenance actions (preventive or corrective) normally carried out on the equipment to alleviate the effects of the ageing mechanism (Clause 8) or identify its consequences;
- equipment containing components with predetermined lifetimes (as indicated by design specifications or qualification requirements); and
- support resources likely to be affected by ageing (7.7).

7.3 Evaluating ageing degradation of I&C

The ageing degradation of selected I&C (7.2) shall be evaluated taking into account the stresses that it is subjected to throughout its lifetime. Internal and external stresses causing ageing are discussed in 6.2. The objectives for this evaluation shall include the following:

- to evaluate, qualitatively or quantitatively, possible or actual ageing degradation or parameters indicating the onset of ageing degradation;
- to define suitable counter-measures if necessary;
- to demonstrate that the risks associated with ageing degradation can be adequately controlled using results of failures trend analysis; and
- to demonstrate that the required level of plant safety can be assured with time.

Two approaches for the method of evaluation are possible depending on the equipment design and qualification principles.

- a) An analytical (involving mathematical analysis) approach may be applied where the equipment qualification explicitly requires component lifetimes to be specified and if the equipment design allows this. This may be a regulatory requirement.

The analytical approach should be based on calculations of expected lifetimes for components taking into account quantitatively the equipment stress history and mathematical models for ageing mechanisms. End-of-lifetime dates for replacing equipment and components can be defined. For example, methods exist to establish the expected life of some equipment using calculations based on the Arrhenius model. This approach mainly concerns equipment inside the containment which is used in post accident conditions. Initial qualification (by pre-ageing) data are used and the equipment lifetime is recalculated with an Arrhenius model in order to prove a new qualified lifetime.

It shall be noted that the justification for using such models as Arrhenius and their level of confidence has to be proven in use and cannot be claimed a priori as representative for all types of components or for long qualified life.

- b) A pragmatic approach based on a combination of equipment testing, visual inspection, operating experience, and engineering judgment should be used when equipment lifetimes are not specified or cannot be modelled mathematically with any degree of confidence. The approach could also be applicable for equipment outside the containment having specified component lifetimes. In this approach, qualitative judgments may be made in order to
 - anticipate or detect early enough in a component's life, signs that it could be degraded regardless of the design requirements necessary for ensuring safety; and
 - define suitable responses to the onset of ageing degradation, and if necessary, take corrective measures (including repair or replacement) to assure the required level of safety.

In this approach, end of equipment life is based on actual performance and not on theoretical lifetime. A practical application may combine both the analytical and the pragmatic approaches mentioned above.

7.4 Ageing stresses

7.4.1 General

The ageing stresses that are relevant to selected I&C shall be analysed from environmental and operational conditions over time. Subclause 6.2 describes stresses causing premature ageing. Ageing stresses are considered when determining equipment susceptibility to ageing (see 7.2.5) in order to select items (see 7.2) and also when evaluating the actual ageing degradation of the selected items (see 7.3).

Depending on the ageing mechanism considered (see 7.2 and Clause 6) and the method for evaluating ageing degradation (see 7.3), suitable measurements and evaluation of external and internal stresses should be made for the past, present, and future estimated conditions.

7.4.2 External stresses influencing ageing

The following factors should be considered in determining the external stresses influencing the ageing of an I&C component:

- the environmental conditions, ascertained from the location of equipment within the plant;
- stresses which are specific to the installed location or operational and maintenance requirements (proximity to heat sources, radiation sources, frequent dismantling or disconnection/reconnection for access or test); and
- the electrical supply quality for each I&C equipment.

7.4.3 Internal stresses influencing ageing

The following factors should be considered in determining the internal stresses influencing the ageing of an I&C component:

- the operating condition parameters associated with the I&C equipment function and linked with an ageing mechanism (pressure, temperature, radiation, humidity, vibration, etc.);
- the frequency of operation;
- where possible internal stresses arising from equipment or system operation (for example, number of mechanical contact operations, heating effect when powered-up, etc.); and
- an examination of the I&C device and its technical data to confirm that the correct precautions have been applied at installation and during maintenance to guarantee its specified operation and to avoid premature damage and failure (for example, incorrectly rated components, incorrect installation – loose fixing, inadequate ventilation, etc.).

7.4.4 Stress history and insecure conditions

The following factors should be considered in determining the stress history (over time) influencing ageing of an I&C component:

- the age of equipment and functioning periods ascertained from manufacturing date, installation date, and start of in-service operation;
- an estimation of the number of operations during each period of service; and
- specified life before replacement.

Any changes in operating conditions affecting I&C should be evaluated with respect to their impact on the rate of degradation. Such changes may be obvious step-changes or may take place gradually over an extended period of time.

- It is possible that the environmental conditions associated with a particular location may not be constant over time. Factors such as installation of new or additional equipment in the vicinity, changes in heating and ventilation (H&V), and changes in plant operation modes, should be considered.
- Plant transients and I&C support system fault conditions causing significant temporary changes in environmental and operating conditions (process extremes, electrical power surges, loss of H&V, overheating, climatic extremes) should be considered.
- Certain maintenance situations may need to be evaluated (major overhaul, modification, exceptional test to limits of specification).

The storage history of spare parts components should be included in this analysis, including that prior to receipt at the nuclear power plant.

7.5 Intended function versus qualification

7.5.1 Equipment specification and qualification

The original equipment will have been specified for operation under particular operating conditions, and will have been qualified for its specified duties, either through testing or analysis. The equipment specifications and the qualification reports shall be checked against the actual operating conditions in order to identify whether the ageing effects are likely to have been more severe than originally anticipated.

7.5.2 Impact on the qualification hypothesis

One of the key objectives of the ageing evaluation is to verify the continuing validity of the equipment qualification, which may not have included assumptions about degradation in performance through ageing. The case for equipment qualification shall be reviewed in light of the findings of the ageing evaluation.

7.5.3 Applicability of ageing models

The applicability of acceleration laws (for example, Arrhenius theory) that may have been used during ageing sequence of qualification process should be checked periodically in regards to reported degradation of components in the installation. This experience feedback can help determine the level of confidence in the accelerated ageing models and any needs for modification of qualified life of equipment.

7.6 Surveillance tests and maintenance requirements

7.6.1 Maintenance and surveillance test processes

Maintenance and surveillance test processes associated with the equipment selected according to the requirements of 7.2 shall be identified and carried out periodically.

7.6.2 Ageing evidence from operating and maintenance research

The records of equipment failures and repairs, routine maintenance, and periodic performance testing shall be checked to see if there is any evidence of deterioration through ageing.

7.6.3 Sample tests

Specific tests of sample components shall be defined if other suitable data is not available from other sources.

7.7 Support resources

Other resources associated with the operation and maintenance of equipment and systems that are important for safety and susceptible to ageing shall be identified. These may include

- human skills resources;
- document resources;
- testing and calibration tools;
- trending information (for example, IR results, response time, information, etc.); and
- experience from other plants.

7.8 Documentation requirements

A compilation of the results of all analyses identifying I&C equipment and components selected according to the requirements of 7.2 shall be made. Furthermore, an appropriate

method and format should be chosen for summarizing and presenting the pertinent ageing management data and maintaining and updating detailed information and reference sources.

The ageing evaluation shall be periodically updated. Subclause 9.6 gives the requirements for the documentation of the ageing management process.

8 Requirements for ageing control

8.1 General

This clause provides requirements and recommendations relating to carrying out necessary mitigating actions to counteract the effects of ageing by defining specific means for I&C ageing management such as improved testing and maintenance or “ageing control” programs.

8.2 Definition of ageing control programs

“Ageing control” programs shall be defined for selected items based on the results of the ageing evaluation (see Clause 7). The ageing control programs for selected items shall consist of the application of suitable means and actions in order to

- anticipate or detect early enough in a component's life, signs that it could be degraded; and
- define suitable responses to the onset of ageing degradation and, where necessary to take corrective measures, so as to assure the required level of safety.

The ageing control programs may be a part of existing (preventive or predictive) maintenance programs.

The maintenance of I&C equipment shall be suitably adapted to accommodate the effects of I&C ageing on safety.

All the ageing control programs on items selected according to the requirements of 7.2 shall be updated and completed subject to periodical re-evaluation.

8.3 Means for I&C ageing management

Ageing control of I&C equipment should include the following means.

- a) Periodic measurements and tests which can verify the performance (response time, calibration, etc.) of I&C equipment and can verify any change of characteristics of the parts subject to ageing (sensors, transmitters, etc.). The purpose of these measurements is to ensure that ageing has not resulted in unacceptable degradation. When the exact performance of I&C cannot be measured, a conservative estimate should be made and used to determine whether or not equipment performance is acceptable. The periodic measurements shall be performed at appropriate intervals (for example, once every cycle during normal operation, at hot standby conditions, during startup or shutdown periods, or during refuelling outages when the plant is at cold shutdown).
- b) Replacement of component parts.
- c) Controlling and slowing down the ageing process by either optimizing the maintenance procedures, changing the operating or environmental conditions around the equipment, or taking action to restore the equipment performance to acceptable criteria.
- d) Implementation of more frequent testing on parts indicating the beginning of degradation or deviation from specifications due to ageing.
- e) Adaptation of functional characteristics (recalibration, change set-points, etc.) to take into account acceptable ageing degradation.
- f) Reliability analysis and trending of performance data.

NOTE The change of characteristics is of concern mainly for analogue parts of a system such as sensors, cables, amplifiers, and transmitters.

Annexes B and C provide examples of test techniques that may be used to verify the performance and evaluate the ageing status of I&C equipment.

9 Organization

9.1 General

This clause gives requirements relative to the organization of the ageing management process including the definition of long-term strategies, I&C life cycle, quality control, and reporting.

9.2 Organization for ageing management

The organization of the ageing management process shall ensure that all safety aspects are adequately addressed. The ageing management process should include a number of continuous actions typically consisting of

- updating existing maintenance programmes;
- development of methods for repair or replacement;
- plant and equipment monitoring;
- collection and analysis of data; and
- initiating new R&D work.

The activities of different organizational entities having specific and complementary functions for the ageing management actions should be coordinated. These include central management, designers, procurement, localized site operations, suppliers, maintenance department, operators, etc. The diverse actions of the ageing management process will affect the various activities carried out by these entities. Typically these are:

- operational maintenance – maintaining the reliability of I&C components by assuring appropriate repairing or replacement and thus performing a continuous renewal of the plant equipment;
- exceptional maintenance – planning and anticipation of major repairs or replacements;
- major outages/periodic safety review – bringing the formal evidence that adequate management of ageing is achieved over a specified period (for example, ten-year period);
- plant life duration programme – coordinating strategies for the future, research, and development, etc.; and
- managing human resources needs to foresee sufficient levels of adequately trained staff for the future.

9.3 Identifying long-term operating strategies and I&C life cycle

Long-term plant operating strategies should be identified and corresponding I&C life cycle management strategies should be established. Objectives and targets for I&C ageing management concerning safety shall be established.

While considering safety first and foremost, a plant operator's strategies for the management of ageing will also be focussed on economic risk evaluation and asset management.

Whatever the ageing management strategy chosen by the operator, it shall be demonstrated that safety aspects are adequately treated. This shall include, in a strategy opting for no modernization of the I&C, the consideration of potential risks. This may require further research into possible ageing mechanisms and their effects together with the analysis of postulated situations resulting from ageing effects or obsolescence.

When the option is for modernization of the I&C, a licensing process shall be engaged. For new plant or modernization, the I&C initial design and life-cycle provisions should take ageing into account.

9.4 Organization for the long-term maintenance of I&C equipment

A policy for long-term maintenance should be organized by the plant operator involving the safety, economical, and technical aspects.

Long-term maintenance for different I&C equipment should be adapted to accommodate the mitigating and surveillance actions decided from the ageing evaluation.

The organization should take into consideration:

- relationships with equipment manufacturers;
- organization of the maintenance teams;
- number of plants equipped with the same range of equipment;
- role of the plant operators in the technical maintenance tasks; and
- level of externalization of maintenance works.

The long-term monitoring policy should include

- contractual provisions with system builders and original equipment manufacturers;
- monitoring manufacturer's ability to continue to supply;
- monitoring of obsolescence of components (software and hardware);
- requirements for spare parts stocks; and
- economical analysis (cost of obsolescence/cost of induced plant unavailability).

9.5 Quality assurance

This standard assumes that a quality assurance program consistent with the requirements of IAEA 50-C/SG-Q exists as an integral part of the NPP project and that it provides control of the constituent activities.

Requirements from IEC 61513 should be applied for the establishment of quality assurance programs and all related activities to achieve and verify the required quality for the ageing management process.

9.6 Reporting

The ageing management process should be fully documented in a report which describes the organization, method, and results of the various stages of the ageing management programme, summarizes the historical test data, reports of the analysis, and makes clear recommendations for action to be taken to mitigate consequences of the ageing processes.

Documentary evidence corresponding to all safety related requirements of this standard shall be provided.

Demonstration of ageing management of I&C may be required to be submitted to the regulatory safety authority for licensing purposes, for periodic safety review, plant-life extension, or specific cases of equipment periodic re-qualification.

A documented database of information concerning I&C equipment and components selected according to the requirements of 7.2 shall be maintained. Acquired knowledge concerning ageing mechanisms and their effects on the equipment should be coordinated in this database.

Annex A (informative)

Guidance on characterizing I&C ageing phenomena and acquiring data for ageing management of I&C components in nuclear power plants

A.1 Examples of stress factors, ageing mechanisms, and ageing effects on different I&C components

Some examples of stress factors, ageing mechanisms, and ageing effects on different I&C components are as follows.

- High humidity can increase relay contact pitting and corrosion.
- High humidity can accelerate bearing wear in rotating parts without adequate seals or lubrication.
- Exposure to moisture can result in the delamination of insulated wires.
- Moisture may result in a loss of dielectric integrity.
- High humidity or contact with water or chemicals can lead to corrosion of unprotected structures.
- Vibration and mechanical shock can cause misalignment or loosening of components. They can also cause loss of electrical contact integrity. Furthermore, metal fatigue in sensor components and cold working of wires may occur from vibration and mechanical shock. Misalignment accelerates wear in moving parts and can cause electrical contacts to become loose leading to heat-related degradation. Damage or displacement of electrical connections and insulation will lead to electrical continuity and insulation problems.
- Repeated maintenance operations entailing the withdrawal/reinsertion of electronic cards or components (for example, PROM ICs) can degrade electrical connections by spreading out circuit card edge connector pins.
- Radiation can break down the anti-oxidation chemicals in organic insulation materials and produce embrittlement similar to that caused by high temperature.
- Radiation effects on electronics and fibre-optic components if situated in a harsh environment.
- Operation of electronic components above specified maximum supply voltage can induce wear-out mechanisms and reduce their life expectancy.
- Excessive voltage cycling can result in premature failure of electrolytic capacitors.
- High temperature environments can cause organic insulating materials to become brittle.
- Increased temperature accelerates the dominant ageing mechanism for capacitors with liquid electrolyte.
- Continuous operation of certain electronic components (for example, diodes, resistors) at high ambient temperatures can cause equipment to exceed tolerances or performance specification, provoke circuit drift, and may result in premature wear-out failure.
- Wear-out of semiconductor components is generally associated with such failure mechanisms as metal migration, hot electron effects, wire-bond inter-metallics, and thermal fatigue. Up until recently, the consensus has been that these components (transistors, integrated circuits (ICs)) remain operationally stable for many decades within their nominal operating environment. However, the latest generation of high-density ICs may have much shorter design-life objectives. This may have little impact for most consumer products, but particular attention should be given to the type of devices used in NPP safety applications (microprocessor based).
- Repetitive solicitation of electronic circuit can create local temperature and EMI peaks degrading the state of several components.

A.2 Data for ageing management

A.2.1 Baseline data

Baseline data provides an essential reference point for the management of ageing. It describes the as-installed condition and original capability of components and the systems in which they are located. In addition, baseline data for performance monitoring such as response time test data for temperature and pressure sensors are very important.

Baseline data are rarely stored in a manner which facilitates correlation with operation and maintenance data or diagnostic test results. It is usually necessary to compile the data into a suitable format using information from a variety of sources. These sources include design specifications, manufacturers' specifications, technical manuals, purchase orders, equipment qualification reports, acceptance test records, installation and commissioning records, report of testing and performance measurements, and safety analysis reports.

A.2.2 Operational records

Operational records can provide historical data on the stresses impacting a component throughout its service life. The data will ideally include information on plant conditions and transients, the ambient environment, and availability/utilization figures. As with baseline data, the information is usually available, but not always organized in the most convenient way for analysis.

A.2.3 Test and maintenance records

Test and maintenance records will include records of routine maintenance activities, failures and repairs, routine functional and calibration checks and response time measurements. For computer-based equipment, there could also be self-generated diagnostic data.

When used in conjunction with the appropriate models, test and maintenance records can be used to evaluate the extent of age-related degradation and to predict future trends.

A.2.4 Unwritten data

Ideally, the equipment history records would contain all of the information necessary for evaluation, but this is unlikely to be the case in practice. Experienced maintenance personnel who regularly service the equipment may be aware of historical trends in the equipment or the operating environment. Such data are valuable but are frequently unrecorded and easily lost. Steps should therefore be taken to retrieve and refine unwritten information through interviewing and other techniques. Structured maintenance record forms should include recording of comments and observations.

Much of the information on older I&C equipment is held by individual personnel who will become unavailable at some stage through retirement or other reasons. Loss of much of this information is inevitable, and it is unrealistic to assume that it can be fully transcribed from the individual prior to departure. In such instances, personnel should be interviewed where practicable to ascertain

- current I&C equipment problems and possible root causes;
- anticipated equipment performance or reliability problems; and
- historical problems of a “one-off” nature which were costly to rectify.

Methodologies have been developed to extract such information. These typically define a structured series of questions for plant staff. It is worth noting that such interviews should not be restricted to maintenance staff; operations and engineering staff will also possess valuable opinions and information.

A.2.5 Other data sources

The ageing evaluation should not be restricted to local data. Information from other sources should be sought including reports from other plants, other utilities, and industry-wide research programmes.

A.3 Testing and monitoring

The following provides examples of I&C testing, monitoring, diagnostics, or maintenance activities to identify performance degradation due to ageing and other effects.

A.3.1 *In situ* testing

In recent years, new testing and maintenance technologies, which can provide valuable data for use in the management of ageing of I&C equipment (see Annexes B and C), have become available. Using digital test equipment, automatic data trending can be performed in order to identify any performance degradation due to ageing or other effects. New analytical tools such as neural networks, artificial intelligence, and pattern recognition can now be implemented on PC-based test equipment to analyse the data and interpret the results to identify even small changes in the performance of equipment and alert the operating personnel to significant problems or incipient failure. Examples include the on-line calibration verification of instrumentation channels; the *in situ* response time testing of resistance temperature detectors (RTDs) and thermocouples (T/Cs) using the loop current step response (LCSR) method; on-line measurement of response time of pressure transmitters using the noise analysis technique; *in situ* testing of cables and connectors; on-line detection of blockages and voids in pressure sensing lines; and remote testing of the attachment of temperature sensors and strain gauges to solid materials. Annex B provides more information.

A.3.2 Condition monitoring

Condition monitoring has gained interest in many industries including the nuclear power industry. Recent preventive maintenance technologies have provided cost-effective tools such as PC-based data acquisition and analysis systems to help monitor the performance of equipment on a periodic or continuous basis while the plant is operating. This can help justify running the equipment without periodic hands-on verification tests until a malfunction is detected or the equipment degradation has exceeded a threshold. An example of a successful application of condition monitoring is on-line drift monitoring of pressure, level, and flow transmitters. Through on-line monitoring, pressure transmitters that drift beyond an acceptable limit are identified. These transmitters are then calibrated and those which do not drift are not calibrated or calibrated less frequently. This helps optimize the frequency of calibration of pressure transmitters and can be extended to other process instruments. It can cover not only sensors and transmitters but also the rest of an instrument channel.

A.3.3 Environmental monitoring

Monitoring the temperature, radiation, humidity, and other conditions to which an I&C component is exposed may be used for ageing management and life extension. The useful life of equipment is typically specified by manufacturers based on the expected conditions to which the equipment may be exposed during normal operations. If the equipment is used in a more severe environment, its lifetime may be shortened depending on the intensity of its environmental conditions. Evidence from such monitoring can be used to extend the permitted operating period of the I&C equipment. However, if the equipment is used in a milder environment, then its expected lifetime is typically longer than the life specified by the manufacturer.

Annex B (informative)

Examples of ageing management practices for selected I&C components in nuclear power plants

This annex is based on a report of the International Atomic Energy Agency (IAEA) on the management of ageing of I&C equipment in nuclear power plants: TECDOC-1147 (June 2000). The report selected a number of key I&C components for which ageing management is important. It then provided examples of steps that are taken to manage the ageing of these components. A summary of this IAEA report is provided in this annex along with some additional information on the ageing of I&C equipment in nuclear power plants.

B.1 Management of ageing of electronics and electrical components

B.1.1 Ageing effects

High temperature and temperature cycling are the dominant causes of ageing in electronic components and circuits. Manufacturers use these effects to accelerate ageing to force the infant failures of such items to be removed prior to shipment. The widely used bathtub curve model for failure rates of electronic components (see Figure B.1) is used to convey the concept of three phases of a component's operating life:

- infant mortality ("burn-in");
- normal use; and
- end of life ("wear-out").

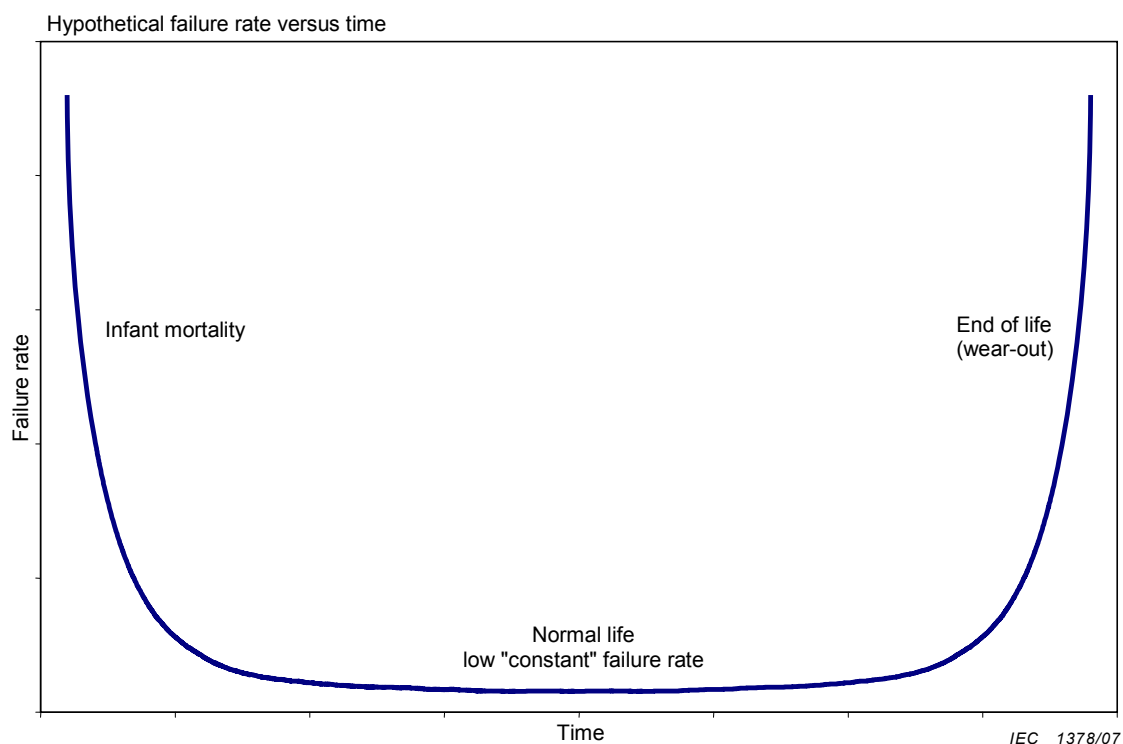


Figure B.1 – Bathtub curve model for failure rates of electronic components

The initial phase is often used by manufacturers during work testing, to ensure delivery of reliable components. Otherwise, these failures are revealed during initial commissioning or early operation. The latter two phases of operation are of direct concern to ageing. There are accepted models and parameters for electronic component reliability during normal operation. However, there are no comparable accepted models for the end-of-life phase. Indeed, as lifetimes are known to vary dramatically between identical components in similar applications, such a model is likely to be application-specific. Empirical models to estimate the end of life may be developed provided there is sufficient historical data for the performance and operating conditions of the specific equipment under consideration.

There are also a number of specific mechanisms relating to electronic components which should be considered when developing an ageing management strategy:

- overvoltage;
- number of starts/power-ups; and
- electrostatic discharge.

The following subclauses describe ageing management procedures for a number of electronic components. However, before the individual items are considered, it is important to appreciate that a poor initial design can have an enormous effect on the ageing of a component. Examples of design faults include

- incorrect choice of contact materials for rotary switches, which are operated infrequently - contacts may oxidize and cease to function correctly;
- incorrect choice of contact materials for relays where low current may cause a build-up of oxide on contacts leading to increased resistance and possible failure;
- inadequate specification of power rating for passive or active components; and
- poor ventilation or cooling of equipment enclosures.

B.1.2 Management of ageing of electrolytic capacitors

The dominant ageing mechanism for capacitors with liquid electrolyte is loss of electrolyte through the end-cap seals. This is a particular problem with rubber seals where degradation (perishing) of the rubber provides a leakage path for the electrolyte. At a temperature of 20 °C, this process could take 10 years on a typical electrolytic capacitor but it is accelerated by increasing temperature. The increasing use of new material seals has reduced the extent of this problem, but many older components remain in service and are still subject to this type of failure.

Loss of electrolyte increases the equivalent series resistance (ESR) and decreases capacitance. Eventually, the capacitor will fail either open or short circuit. The failure may be catastrophic and consequences will depend on how the capacitor is employed in the circuit. ESR increases, and is increased by, internal temperature leading to a possibility of thermal runaway and the ultimate destruction of the component.

If electrolyte leakage occurs, a capacitor should be replaced immediately. A variety of measures may be taken to guard against the consequence of loss of electrolyte, such as:

- periodic replacement;
- replacement of all similar components when the first failure is detected;
- use of devices rated for a higher temperature than required;
- periodic testing/monitoring of components and spare modules; leakage current, capacitance value, ESR, and power factor. This may include endurance tests on sample components at maximum rated temperature and voltage;
- temperature measurement of component; and
- power supply ripple current measurements.

The shelf life of electrolytic capacitors is limited and new components should be used whenever possible.

B.1.3 Management of ageing of fuses

The initial transient current when power is applied to a circuit may be 3 to 4 times the nominal current. Slow blow fuses will not operate (blow) for such short transients but there may be a loss of fuse material through vaporization. Progressive loss of fuse material will reduce the effective rating of the fuse and may lead to spurious failures later in life.

As the lifetime of the component is related to the number of starts, the only effective ageing management technique is preventive maintenance. This preventive maintenance may be conditional; replacement of all fuses on a set of equipment when the first spurious fuse failure is encountered.

A common mistake is to increase the rating of a fuse when a random failure occurs. The failure may, in fact, be age-related, and increasing the fuse rating will reduce the protection offered by the fuse. This practice shall be avoided.

B.1.4 Management of ageing of relays

The following are three subcomponents of a standard electromagnetic relay which may be vulnerable to ageing:

- the relay coil;
- the relay contacts; and
- auxiliary components such as contact spacers, plugs, sockets, time delay devices.

Ageing of relay coils is primarily a problem in relays which are continually energized. Excessive heat may be generated by the coil or associated components causing the coil to burn out or adversely affect other components within the relay or nearby (for example, chemical breakdown of varnishes causing contact contamination, or changes in component dimensions). In pneumatic time-delay relays, heat may cause embrittlement of the diaphragms causing set-point drift.

Relay contacts may age due to the following four main mechanisms:

- contact oxidation on normally open (NO) contacts or contacts where the material is inadequately specified for the actual duty current. This can be a problem for both low and high currents;
- contact welding or pitting due to excessive current (possibly caused by switching of inductive loads);
- chemical attack, for example, due to the use of high sulphur content rubber components within the relay. Internal ancillary components may deform due to temperature or chemical attack; and
- relay contacts in low load (logical) cycles.

The importance of a good initial design cannot be overstated. This should include adequate environmental control for relay systems. A system with a large number of normally energized relays will generate a lot of heat, which should be removed to prevent excessive temperatures.

For ageing management, inspection and test of relays on a batch basis should be performed to ensure poor manufacturing is detected prior to components being put into service. When in service, a periodic visual inspection should be performed to identify any chemical breakdown or degradation of components or contacts. Regular cleaning of relay contacts should also be performed in specific circumstances.

Other procedures exist for *in situ* testing of relays and may be used for ageing management; for instance, thermal signature analysis, contact resistance measurement, or evaluation of time behaviour (for example, response time).

Most relays are rated for a certain number of operations and their lifetime will depend on how the relay is used. Relays which are repeatedly exercised or energized during plant operation (for example, reed relay analogue multiplexers) should be replaced periodically.

B.2 Management of ageing of temperature and pressure sensors

B.2.1 Ageing effects

Ageing affects both the steady state (calibration) and dynamic (response time) performance of sensors. For example, resistance temperature detector (RTD) and thermocouple seals can fail (dry out, shrink, or crack) and allow moisture into the sensor causing a reduction in insulation resistance. The low insulation resistance can result in temperature measurement errors. This error will often be temperature-dependent because insulation resistance can change drastically with temperature. Moisture in temperature sensors can also cause noise at the output of the sensor; the magnitude of which depends on the temperature and the amount of moisture in the sensor. For thermowell-mounted RTDs and T/Cs, response-time degradation is an important issue. Experience has shown that these sensors can lose their mechanical contact with their thermowell as they age and suffer significant response time increases due to an air gap that can develop in the sensor/thermowell interface. Also, long-term exposure to process operating conditions can alter the sensor response time.

The calibration of pressure sensors can change by ageing due to heat, humidity, and other process condition effects. If these stressors cause failure of the transmitter sealing materials (which protect the transmitter from the environment), and moisture enters the transmitter housing, it can cause calibration shift and may also produce high-frequency noise at the output of the transmitter. In the long run, this problem can render the transmitter inoperable or unreliable. Table B.1 provides a listing of ageing effects and their consequences on the performance of nuclear plant pressure transmitters.

Table B.1 – Potential effects of ageing on performance of nuclear plant pressure transmitters

Degradation	Potential cause	Affected performance	
		Calibration	Response time
Partial or total loss of fill fluid	<ul style="list-style-type: none"> – Manufacturing flaws – High pressure 	√	√
Viscosity change of fill fluid	<ul style="list-style-type: none"> – Radiation and heat 		√
Wear, friction, and sticking of mechanical linkages (especially in force balance transmitters)	<ul style="list-style-type: none"> – Pressure fluctuations and surges – Corrosion and oxidation 		√
Failure of seals allowing moisture into transmitter electronics	<ul style="list-style-type: none"> – Embrittlement and cracking of seals due to radiation and heat 	√	
Leakage of process fluid into cell fluid resulting in temperature changes in sensor, viscosity changes in fill fluid, etc.	<ul style="list-style-type: none"> – Failure of seals – Manufacturing flaws – Rupture of sensing elements 	√	√
Changes in characteristic values of electronic components	<ul style="list-style-type: none"> – Heat, radiation, humidity – Changes in power supply voltages – Maintenance 	√	
Changes in spring constants of bellows and diaphragms	<ul style="list-style-type: none"> – Mechanical fatigue – Pressure cycling 	√	√

Another performance problem in nuclear plant pressure transmitters is the clogging of sensing lines that bring the pressure signals from the process to the transmitter. Sensing lines typically have a length of 30 m to 300 m. These lines can become partially or totally blocked due to sludge, boron solidification, and other debris in the reactor coolant and result in sluggish dynamic performance in the pressure sensing system. The problems can be detected while the plant is on-line using the noise analysis technique as described in Annex C. Also, air in pressure sensing lines can be detected on line using the noise analysis technique. Although air should dissolve in the reactor water at high pressures, experience has nevertheless shown that air can exist in the sensing lines of nuclear power plant transmitters. The air can cause both indication errors and response time problems.

B.2.2 Ageing management methods

The performance of temperature and pressure sensors in nuclear power plants is dependent predominately on their calibration accuracy and response time. Therefore, ageing management of temperature and pressure sensors is accomplished by periodic calibration and response time testing.

For management of ageing effects on response time of RTDs, T/Cs and pressure transmitters, *in situ* response time testing methods such as the loop current step response (LCSR) test and noise analysis should be used. These methods are described in Annex C. Also included in Annex C are new methods for on-line monitoring of calibration of pressure transmitters, *in situ* testing of calibration of RTDs and thermocouples, etc.

B.3 Management of ageing of neutron flux detectors

A number of options may be exercised in management of ageing of neutron detectors. These include systematic preventive maintenance, conditional preventive maintenance, predictive maintenance, and breakdown maintenance. Each option has advantages and disadvantages.

Systematic preventive maintenance, where ex-core neutron detectors are changed every outage (for example, every 18 months) is very straightforward but also very expensive. With this approach, sensors will never see any significant ageing effects.

In conditional preventive maintenance, the conditions are defined by criteria in relation to the response curve of the sensor. Therefore maintenance staff must verify the response curve in operation and measure and/or calculate the various parameters. These parameters are compared to the acceptance criteria and maintenance is performed according to the results. This maintenance is done during an outage.

Predictive maintenance of nuclear instrumentation systems involve

- a) *in situ* response time testing using the noise analysis technique;
- b) trending of calibration drift;
- c) trending of dynamic performance parameters of the detector noise output such as the mean, variance, skewness, and kurtosis of the detector output noise data, and the ratios of positive and negative values of the noise descriptors; and,
- d) testing the neutron detector cables and connectors.

This is the most effective approach for management of ageing of neutron detectors in NPPs.

Breakdown maintenance waits for the sensor failure, which may require a reactor outage to change the sensor and therefore has a detrimental effect on reactor availability.

B.4 Ageing management for cables and connectors

B.4.1 Ageing effects

Research and development (R&D) work has been conducted to characterize the ageing mechanisms and to develop testing and monitoring techniques for use in nuclear power plants. The R&D has produced a diverse set of techniques for evaluation of cable health and condition. This includes chemical testing of insulation composition, mechanical testing of insulation ductility, and electrical measurements performed on both cable conductors and the insulation materials of the cable. The main ageing stressors for cables are:

- elevated ambient temperature or humidity;
- cyclic mechanical stress;
- exposure to radiation; and
- exposure to Boric acid spray.

For all of these stressors, the tensile strain of the insulation has proved to be the limiting factor in every case.

As far as flux detector cables are concerned, the following are noteworthy (for mineral insulated cables):

- the requirements with respect to insulation resistance and screening are much more demanding for flux detector cables than for sensors such as thermocouples or RTDs;
- the most common failure mechanism of mineral-insulated metal-sheathed cables is moisture ingress as a result of mechanical damage or corrosion. The simplest test for monitoring this is insulation resistance measurement. It should be noted that insulation resistance measurements on mineral insulated cables should not be made using high voltage; typically 100 V should be the maximum on cold cables;
- connectors on mineral insulated cables are particularly vulnerable to damage because they are fragile in themselves and because they provide a seal on the cable;
- the disturbance of in-line connectors should be avoided, the cable seals may be damaged and it may be difficult to re-establish a hermetic seal. This should be balanced against the advantages offered by routine cable tests in predictive maintenance;
- mineral-insulated detector cables may have an insulation covering to protect against earth loops. If this becomes damaged, interference levels could be increased.

To detect the presence of moisture in an RTD or thermocouple and for diagnosis of circuit problems, the insulation resistance (IR), loop resistance, capacitance, and inductance should be measured and compared with baseline data or data from other normal sensors. Also, the LCSR method may be used to determine if there is moisture inside a temperature sensor and to separate sensor problems from cable problems. Testing of sensor extension cables and connectors should be included in an ageing management programme for temperature and pressure sensors. Included in any cable/connector ageing programme should be the time domain reflectometry (TDR) technique.

Table B.2 summarizes the ageing management technologies for sensors and other components in nuclear power plants. Included in this table are ageing management methods for neutron detectors. Experience has shown that the response time of neutron detectors increases with ageing. As such, neutron sensor response times should be measured to monitor for ageing effects. The response time measurements may be made using the noise analysis technique in the same manner as for pressure transmitters.

B.4.2 Management of cable ageing

There are two main methods as follows.

- a) Actual life testing. This involves installation of spare samples of cables in operating plants to allow their subsequent removal and testing. For this, representative cables are stored in a cable depot near the reactor or steam generator and naturally aged as the plant operates. The cables are then removed and tested using the methods listed below.
- b) Testing of existing cables using *in situ* methods and other means.

There are many methods for testing of cables for ageing management. These are:

- visual examination of insulation and measurement of cracks or crack growth, change of the colour, etc.;
- hardness testing of insulation. This may only be done on specific sections of cable and there may be hot spots elsewhere;
- chemical analysis of insulation;
- electrical insulation tests;
- measurement of tensile strength;
- measurement of elongation at break;
- low frequency or sweep frequency dielectric loss measurements;
- TDR testing; and
- a.c. and d.c. impedance measurements.

Table B.2 – Test methods for verifying the performance and monitoring the ageing of I&C components

Component	Performance indicators	Test method
RTD	<ul style="list-style-type: none"> – Calibration accuracy/stability – Response time and self-heating index – Electrical parameters 	<ul style="list-style-type: none"> – Cross-calibration – LCSR test – Insulation resistance, loop resistance, capacitance – Self-heating measurements
I&C cables/connectors	<ul style="list-style-type: none"> – Cable conductor characteristics – Cable insulation/jacket material properties 	<ul style="list-style-type: none"> – TDR and LCSR tests – TDR, d.c. resistance, a.c. impedance, ductility, chemical analysis – Inductance (L), capacitance (C), and resistance (R) measurements or LCR tests
Pressure, level, and flow	<ul style="list-style-type: none"> – Calibration accuracy and stability – Response time 	<ul style="list-style-type: none"> – On-line calibration verification – Noise analysis and PI tests
Pressure impulse line/sensing line	<ul style="list-style-type: none"> – Blockages, voids, leaks – Calibration accuracy/stability 	<ul style="list-style-type: none"> – Noise analysis – On-line calibration verification, trending, empirical and physical modelling, neural networks
Neutron detectors	<ul style="list-style-type: none"> – Calibration accuracy/stability – Response time – Cables and connectors – Dynamic descriptors of detector noise output (mean, variance, skewness, kurtosis) 	<ul style="list-style-type: none"> – Calorimetric calculations and conventional calibrations with a source – Noise analysis – TDR, d.c. and a.c. impedance measurements

Component	Performance indicators	Test method
Thermocouples	<ul style="list-style-type: none"> – Calibration accuracy/stability – Response time – Inhomogeneity, parasitic junction, reversed connection – Cables and connectors – Dynamic descriptors of detector noise output (mean, variance, skewness, kurtosis, and ratios of these descriptors) 	<ul style="list-style-type: none"> – Cross-calibration – LCSR, noise analysis – LCSR test, insulation resistance tests, Loop resistance test – TDR, LCSR, d.c. and a.c. impedance measurements

Most of these measurements require baseline data for comparison and interpretation. As such, a database of cable characteristics shall be developed and cable tests shall be repeated periodically to identify any significant change from the baseline. In lieu of baseline data, the cable characteristics from similar installations may be used.

B.4.3 Management of ageing of connectors

The dominant ageing mechanisms for connectors are mechanical wear and oxidation of contacts. Mechanical wear is caused whenever a connector is disturbed.

Mechanical wear and oxidation both lead to an increase in contact impedance which may vary from a few ohms to a complete open circuit. The consequences of this will depend on how the connector is employed in the circuit. In a switching circuit, a small increase in resistance may be tolerable. However, in a sensitive analogue circuit (for example, processing very low signal levels); a small increase in resistance may have a major effect.

Connectors should be left undisturbed wherever possible. Repeated breaking and making of connections may lead to mechanical wear. This is especially important for printed circuit board (PCB) edge connectors.

Heat drying of connectors before installation should be performed to help eliminate failures due to moisture. Storage of spare parts in an inert atmosphere (nitrogen) is also recommended. Thermographic scanning of connectors whilst in service may be performed to give an indication of high resistance points which may give early warning of failure.

Experience with the use of TDR or LCSR techniques in testing RTDs, T/Cs, and neutron detectors has shown that these techniques can also reveal connector problems, especially if baseline data is available for comparison.

B.5 Application for normal operation and post-accident conditions

The methods identified here are intended to ensure proper operation of the I&C equipment not only during normal operation but also in post-accident conditions. For example, I&C cables (as well as power cables) must perform their function properly at all times especially during and after an accident. The ageing management means that are described here will provide assurance of reliable service in post-accident conditions.

Annex C **(informative)**

Examples of testing and monitoring techniques for I&C ageing management

C.1 On-line calibration verification

According to present procedures, hundreds of instruments are manually calibrated, typically at least once every operating cycle. The results of these calibrations over nearly 30 years have shown that a majority of the instruments do not fall out of tolerance in a single operating cycle and, therefore, do not need calibration as often as once every operating cycle. This has motivated the nuclear industry to try to extend the instrument calibration intervals through on-line drift monitoring. This work involves recording and analysing the steady-state output of instruments during plant operation to identify drift and other abnormal problems in instrument outputs. For redundant instruments, this is accomplished by comparing the readings of the redundant instruments to distinguish between process drift and instrument drift. In doing so, averaging techniques (simple averaging, weighted averaging, parity space, etc.) are used to estimate the value of the process parameters. For non-redundant instruments, process empirical modelling using neural networks and pattern recognition principles, or other techniques as well as physical modelling are used to estimate the process. This estimate is updated frequently and compared with the output of the corresponding instruments to detect any drift in the instrument output.

C.2 On-line detection of venturi fouling

In addition to on-line verification of calibration of process instrumentation channels, process empirical modelling, pattern recognition, and neural network techniques can provide an effective tool for on-line detection of performance problems in individual instruments or the plant. For example, venturi flow elements can become clogged and result in erroneous flow indication. This has both safety and economical implications. Until recently, there has been no effective way to monitor for venturi fouling. In some plants, new ultrasonic sensors are installed to monitor the flow independently and track the deviation of the venturi sensors and the ultrasonic sensors as a means of detecting venturi fouling. Although the cost of the ultrasonic sensors can be as high as one million dollars, many plants have already installed these sensors because of the importance of accurate flow measurements. Another way to monitor for venturi fouling is to use modelling techniques to track the flow and compare the results with the venturi flow indication to identify venturi fouling.

C.3 *In situ* response time testing of pressure transmitters

Accuracy and response time are two of the most important indicators of performance of pressure transmitters. As such, on-line methods have been developed to monitor the calibration and response time of pressure transmitters. The on-line calibration technology was mentioned above. For on-line measurement of response time of pressure transmitters, the noise analysis technique is used. This method is based on recording the random noise which exists naturally at the output of most process sensors while the plant is operating. The noise can be analysed in the frequency domain and/or time domain to give the response time of the transmitter. This method has been validated for response time testing of pressure, level, and flow transmitters.

For *in situ* response time testing of force balance pressure transmitters, in addition to noise analysis technique, a method called the power interrupt (PI) test is also available which has been validated for use. The details of this and the other techniques mentioned above are presented in numerous publications including the IAEA TECDOC-1147.

C.4 On-line detection of clogging in impulse lines

Impulse lines are the small tubes which bring the pressure signal from the process to the sensor. Typically, the length of the impulse lines are 30 m to 300 m, depending on the service in the plant, and there are often isolation valves, root valves, snubbers, or other components on a typical impulse line. The malfunction in any valve or other component of the impulse line can cause partial or total blockage of the line. In addition, and more importantly, impulse lines can become clogged due to sludge and deposits that often exist in the reactor coolant system. The clogging of sensing lines can cause a delay in sensing a change in the process pressure, level, or flow. In some plants, sensing line clogging due to sludge or valve problems has caused the response time of pressure sensing systems to increase from 0,1 s to 5 s. This problem can be identified while the plant is on-line using the noise analysis technique.

C.5 RTD and thermocouple cross calibration

Redundant RTDs and T/Cs can be *in situ* calibrated at isothermal conditions using the cross-calibration technique. This involves a multichannel data acquisition system to quickly record the temperature indications of the redundant RTDs and T/Cs during plant start-up and shut-down at ramp conditions or at temperature plateaux. These temperatures are then averaged and the deviation of each RTD or T/C from the average of all RTDs (excluding any outliers) is calculated. Once the outlier RTDs are identified, they are excluded from the data and the data are corrected for plant temperature fluctuations and any temperature differences between the loops or between the hot legs and cold legs. After these corrections are implemented, a new average temperature is identified for the RTDs and the deviation of each RTD and T/C from this new average is calculated.

The cross-calibration tests are often performed at several temperatures during plant start-up or shut-down periods. With this approach, if any RTD is out-of-tolerance, a new calibration table can be developed for the RTD using the cross-calibration data taken at three or more temperatures. Also if large deviations for T/Cs are identified, they can be adjusted to bring the T/Cs in line with each other and with the RTDs.

The data for RTD and thermocouple cross-calibration can be retrieved from the plant computer or a dedicated data acquisition can be used to acquire the data. Whether the data is retrieved from the plant computer or acquired using a dedicated data acquisition system, the results with respect to calibration verification of the temperature sensors should normally come out to be the same.

C.6 Response time testing of RTDs and thermocouples

The response time of RTDs and T/Cs can change with ageing of the sensor. Many factors can contribute to this ageing degradation. For example, vibration can cause RTDs and T/Cs to move out of their thermowell and result in an increase in response time. Even a very small movement can cause a large change in response time. Temperatures can also cause changes in response time. For example, inherent voids in sensor insulation materials can expand or contract and cause the response time to change. For these and other reasons, response time of RTDs and T/Cs are measured periodically. The measurement is made using the LCSR method.

The LCSR test is performed remotely from the control room area while the plant is operating. It provides the in-service response time of RTDs and accounts for all installation and process condition effects on response time. If the RTD is used in a thermowell, the response time that

is obtained from the LCSR test includes the dynamic response of the RTD and the thermowell combined. Therefore, any gap in the RTD/thermowell interface is also accounted for in the LCSR test.

To perform the LCSR test, a Wheatstone bridge is used along with a current-switching network and signal conditioning equipment. The RTD is connected to one arm of the bridge and the bridge current is switched from about 1 mA to about 40 mA to 80 mA. The current produces Joule heating (I^2R) and results in a temperature transient in the RTD sensing element. This increases the RTD resistance gradually and results in a voltage transient at the output of the bridge. This transient is recorded and analysed to provide the response time of the RTD. The analysis is based on a detailed heat transfer model of the RTD. With this method, although the sensor is heated internally, the response time that results from analysis of the LCSR data is equivalent to the response time that would be obtained for the RTD if the process temperature around the RTD experienced a step change. The conversion of data from internal heating to provide the response to an external change in temperature has been proven both experimentally and mathematically.

Another method called the self-heating test is also used for RTDs to supplement the LCSR test. The self-heating test involves heating the RTD with a small electrical current as in the LCSR test. In the case of the self-heating test, the steady-state resistance of the RTD is measured as a function of input electrical power (I^2R). The test is performed by applying three or more levels of current (for example, (10, 20, 40, 60) mA, etc.) to the RTD and measuring the increase in its resistance as a function of the I^2R heating that is imposed in the RTD. The resulting data is then plotted on rectangular coordinates as resistance-versus-power (I^2R). This yields a straight line with a slope that is referred to as the self-heating index. The self-heating index (SHI) is a number with the unit of ohms per watt that corresponds to the RTD response time but it is not the RTD response time. Rather, if the RTD response time increases significantly, then the self-heating index will increase and if the RTD response time decreases significantly, the self-heating index will decrease. As such, the self-heating test is used to monitor for gross RTD response time changes.

The LCSR is typically performed on nuclear plant RTDs once every fuel cycle. The test can be performed during normal operating conditions or at the hot standby conditions (at or near normal operating temperature and flow). It is only at power or during hot standby conditions that the LCSR test provides the actual “in-service” response time of RTDs. The test can be performed at other conditions but only to ensure proper RTD-in-thermowell installation. For example, the LCSR test should be performed at cold shutdown during a refuelling outage on any newly installed RTD to ensure that the RTD is properly seated in its thermowell and to verify that the RTD can be tested using the LCSR method. In fact, it is rather important to perform the LCSR test on any newly installed RTD at cold shutdown and compare the results with other RTDs to verify that the new RTD has a comparable LCSR signal to other RTDs and its SHI agrees well with the other RTDs that are installed in the same condition. Any new RTD, especially a thermowell-mounted RTD, should be LCSR tested both at cold conditions to verify installation, and at the hot standby conditions to identify its “in-service” response time. Subsequent tests can be performed at power as long as the process temperature fluctuations are not very significant. In the event of large temperature fluctuations that often occur mostly in the hot leg pipes of pressurized water reactors (PWRs) due to temperature and flow stratification, two options exist for LCSR testing:

- a) repeat the test many times (30 to 50 times) and average the LCSR signals and then analyse the averaged data; or
- b) perform the LCSR test at the hot standby conditions.

In recent years, the nuclear industry has become interested in using the noise analysis not only for response time testing of thermocouples and pressure transmitters but also for RTDs. The advantage of the noise analysis technique is that it does not require the sensor to be removed from service during the test. With the noise analysis technique, the RTD response time degradation can be identified and evaluated. If the RTD is found to have degraded in response time to an unacceptable level, then the LCSR method can be used to pinpoint the

response time and decide whether or not corrective action is needed. A prudent corrective action would involve the following steps:

- a) remove the RTD from its thermowell during an outage;
- b) clean the RTD and the thermowell;
- c) re-insert the RTD in the thermowell; and
- d) repeat the LCSR and self-heating tests to ensure that the results are satisfactory.

These steps should resolve the RTD response time problem. If not, the RTD and/or thermowell may have to be replaced.

The LCSR method can also be used to measure the response time of thermocouples (T/Cs). However, this requires higher heating currents and a different test procedure than RTDs. Therefore, the response times of T/Cs are tested using the noise analysis technique as was described earlier for pressure transmitters. This is because the high heating currents (about 0,2 A to 1,0 A) that may be needed for LCSR testing of T/Cs could, in some cases, harm the cables, connectors, seals, or the thermocouple itself.

Unlike RTDs, T/Cs are not subject to very stringent response time testing requirements. Nevertheless, response time testing using the LCSR and noise analysis techniques are performed on T/Cs as a means of verifying the health of T/Cs and to provide for ageing management. When RTDs are either not subject to stringent response time requirements or response time measurements are performed only to identify response time outliers, then the noise analysis technique can be used instead of the LCSR test to determine the RTD response time.

C.7 Testing of cables and connectors

The condition of nuclear power plant cables, especially I&C cables is tested in some plants for a number of reasons such as troubleshooting to identify or describe problems, and baseline measurements for predictive maintenance and ageing management. There are electrical tests, mechanical tests, and chemical tests that can be used to monitor or determine the condition of cables. The electrical tests have the advantage of providing the capability to perform the tests *in situ*, often with no disturbance to the plant operation.

The electrical tests involve impedance measurements and TDR tests. The TDR test is popular in nuclear power plants for identifying the location of a problem along a cable. Particularly, it is often crucial to determine if a cable problem is in the containment or outside the containment. For example, RTD circuits that have shown erratic behaviour have been successfully tested by the TDR method to give the maintenance crew proper directions as to the location of the problem. The TDR technique has also been helpful in troubleshooting motor and transformer windings, pressurizer heater coils, nuclear instrumentation cables, T/Cs, motor operated valve cables, etc. The use of TDR in testing of neutron detector cables is rather widespread. To enhance the diagnostics capability of the TDR test, additional measurements referred to as LCR tests are also performed. The LCR test is usually made using a test unit referred to as an LCR meter. It measures inductance (L), capacitance (C), and resistance (R) of the circuit.

To determine the condition of cable insulation or jacket material, in addition to TDR, electrical parameters such as insulation resistance (when possible), d.c. resistance, a.c. impedance, and series capacitance are measured. It should be pointed out that determining the condition of cable insulation materials is a very challenging task. The lack of a suitable ground plane for making reliable electrical measurements hampers the success of the tests.

In mechanical testing of cables, the ductility of the cable insulation or jacket material is measured to determine if the material has become dry, brittle, or prone to crack. The test equipment is referred to as a cable indenter. Basically, the device is used to squeeze the

cable and measure its relative hardness. More importantly, the elongation at break is measured for the cable.

In chemical testing of cables, a small piece of the cable insulation material is peeled off for chemical analysis in a laboratory.

C.8 Assurance of I&C reliability in accident conditions

The methods described in this annex are intended to ensure proper operation of I&C equipment not only during normal operating conditions but also during accident and post-accident conditions.

Bibliography

IAEA documents

IAEA NS-R-1:2000, *Safety of Nuclear Power Plants: Design Requirements*

IAEA NS-G-1.3:2002, *Instrumentation and Control Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants*

IAEA 50-C-QA:1989, *Safety code for nuclear power plants: Quality assurance*

IAEA 50-C/SG-Q:1996, *Quality assurance for safety in nuclear power plants and other nuclear installations*

IAEA-TECDOC-1147, "Management on ageing of I&C equipment in nuclear power plants," International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria (June 2000)

IAEA-TECDOC-1402, "Management of life cycle and ageing at nuclear power plants: Improved I&C maintenance," International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria (August 2004)

IAEA Safety Glossary, 2006

IAEA Safety Reports Series No. 15, "Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Ageing Management Programme," International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria (1999)

IAEA Safety Reports Series No. 3, "Equipment Qualification in Operational Nuclear Power Plants: Upgrading, Preserving and Reviewing," International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria (1998)

IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.3, "Instrumentation and Control Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants Safety Guide," International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria (April 2002)

IEC documents

IEC 60050-393, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 393: Nuclear instrumentation – Physical phenomena and basic concepts*

IEC 60050-394, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 394: Nuclear instrumentation – Instruments*

IEC 60780, *Nuclear power plants – Electrical equipment of the safety system – Qualification*

IEC 62096, *Nuclear power plants – Instrumentation and control – Guidance for the decision on modernization*

IEC 62385, *Nuclear power plants – Instrumentation and control important to safety – Methods for assessing the performance of safety system instrument channels*

IEC 62397, *Nuclear power plants – Instrumentation and control important to safety – Resistance temperature detectors*

Other documents

Hashemian, H.M., "Sensor Performance and Reliability", The Instrumentation, Systems, and Automation Society (ISA), Research Triangle Park, North Carolina (2005)

"Advanced Instrumentation and Maintenance Technologies for Nuclear Power Plants," U.S. Nuclear Regulatory Commission, NUREG/CR-5501 (August 1998)

“Extending the Calibration Interval of Pressure Transmitters in Nuclear Power Plants,” 13th Annual Joint ISA POWID/EPRI Controls and Instrumentation Conference, Williamsburg, Virginia (June 15-19, 2003)

Hashemian, H.M., “Maintenance of Process Instrumentation in Nuclear Power Plants”, Springer-Verlag GmbH, Heidelberg, Germany (2007)

EPRI Topical Report, “On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance,” TF-104965-R1 NRC SER, Electric Power Research Institute, Final Report (September 2000)

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	46
INTRODUCTION.....	48
1 Domaine d'application	50
1.1 Gestion du vieillissement physique de l'I&C des centrales nucléaires	50
1.2 Gestion du vieillissement de la technologie (obsolescence).....	50
1.3 Objectif de sûreté de cette norme.....	50
2 Références normatives	50
3 Termes et définitions	50
4 Contexte.....	54
5 Exigences relatives à la gestion du vieillissement.....	54
5.1 Généralités.....	54
5.2 Méthodologie.....	54
5.3 Processus	55
6 Compréhension des phénomènes de vieillissement de l'I&C.....	59
6.1 Généralités.....	59
6.2 Contraintes provoquant le vieillissement.....	59
6.3 Mécanismes de vieillissement et effets du vieillissement	59
7 Exigences relatives à prise en compte des effets liés au vieillissement	60
7.1 Identification des effets liés au vieillissement	60
7.2 Sélection des équipements d'I&C pour l'évaluation du vieillissement.....	60
7.2.1 Généralités.....	60
7.2.2 Identification des fonctions, des systèmes et des matériels d'I&C.....	60
7.2.3 Inventaire détaillé des matériels et composants d'I&C	60
7.2.4 Analyse des défaillances	61
7.2.5 Sensibilité au vieillissement.....	61
7.3 Evaluation de la dégradation liée au vieillissement de l'I&C.....	62
7.4 Contraintes liées au vieillissement.....	63
7.4.1 Généralités.....	63
7.4.2 Contraintes externes ayant une influence sur le vieillissement.....	63
7.4.3 Contraintes internes ayant une influence sur le vieillissement.....	63
7.4.4 Historique des contraintes et conditions dangereuses	63
7.5 Fonction prévue par rapport à la qualification	64
7.5.1 Spécifications du matériel et qualification	64
7.5.2 Impact sur les hypothèses de qualification.....	64
7.5.3 Applicabilité des modèles de vieillissement	64
7.6 Exigences relatives aux essais de surveillance et à la maintenance	64
7.6.1 Processus de maintenance et d'essais de surveillance	64
7.6.2 Preuves du vieillissement fournies par l'exploitation et la recherche en maintenance	65
7.6.3 Essais sur échantillon.....	65
7.7 Ressources du support.....	65
7.8 Exigences relatives à la documentation	65
8 Exigences relatives au contrôle du vieillissement	65
8.1 Généralités.....	65
8.2 Définition des programmes du contrôle du vieillissement.....	65

8.3	Moyens associés à la gestion du vieillissement de l'I&C	66
9	Organisation.....	66
9.1	Généralités.....	66
9.2	Organisation relative à la gestion du vieillissement.....	66
9.3	Identification des stratégies d'exploitation long terme et du cycle de vie de l'I&C	67
9.4	Organisation de maintenance à long terme du matériel d'I&C.....	67
9.5	Assurance qualité.....	68
9.6	Compte rendu	68
Annexe A (informative) Recommandations sur la caractérisation des phénomènes de vieillissement de l'I&C et sur l'acquisition de données pour la gestion du vieillissement des composants d'I&C des centrales nucléaires		69
Annexe B (informative) Exemples de pratiques de gestion du vieillissement pour des composants sélectionnés d'I&C utilisés dans les centrales nucléaires		73
Annexe C (informative) Exemples de techniques de surveillance et d'essai pour gérer le vieillissement de l'I&C		82
Bibliographie.....		87
Figure B.1 – Modèle de la courbe en baignoire pour les taux de défaillance des composants électroniques		73
Tableau 1 – Processus de gestion du vieillissement tel que présenté dans les différents articles de cette norme		56
Tableau B.1 – Effets possibles du vieillissement sur les performances des transmetteurs employés dans les centrales nucléaires.....		77
Tableau B.2 – Méthodes d'essai pour vérifier les performances des capteurs et surveiller leur vieillissement		80

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

CENTRALES NUCLÉAIRES DE PUISSANCE – SYSTÈMES D'INSTRUMENTATION ET DE CONTRÔLE-COMMANDE IMPORTANTES POUR LA SÛRETÉ – GESTION DU VIEILLISSEMENT

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI 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 Norme internationale CEI 62342 a été établie par le sous-comité 45A: Instrumentation et contrôle-commande des installations nucléaires, du comité d'études 45 de la CEI: Instrumentation nucléaire.

La CEI 62342 doit être lue avec la CEI 62096 qui est le rapport technique du SC 45A de la CEI qui fournit des recommandations pour la prise de décision concernant une modernisation lorsque les techniques de gestion du vieillissement ne suffisent plus.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
45A/660/FDIS	45A/665/RVD

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

INTRODUCTION

a) Contexte technique, questions importantes et structure de la norme

La majorité des centrales nucléaires de puissance ayant plus de 20 ans d'âge, la gestion du vieillissement de l'instrumentation est aujourd'hui un sujet pertinent, particulièrement pour les installations dont la licence d'exploitation a été reconduite ou pour celles qui envisagent cette possibilité.

L'objectif de cette norme est d'être utilisée par les exploitants de centrales nucléaires, les évaluateurs de système et par les régulateurs.

b) Position de la présente norme dans la collection des normes du SC 45A de la CEI

La CEI 62342 est le document du SC 45A de la CEI de deuxième niveau qui traite de la question générique du vieillissement de l'instrumentation nucléaire.

La CEI 62342 est la norme chapeau qui couvre le domaine de la gestion du vieillissement des systèmes d'instrumentation nucléaire utilisés dans les centrales nucléaires, réalisant les fonctions importantes pour la sûreté. La CEI 62342 introduit une série de normes qui sera développée par le SC 45A de la CEI et qui couvrira la gestion du vieillissement des systèmes d'I&C particuliers ou des composants tels que les capteurs, les transmetteurs et les câbles.

Pour plus de détails sur la collection de normes du SC 45A de la CEI, voir le point d) de cette introduction.

c) Recommandations et limites relatives à l'application de cette norme

Il est important de noter que cette norme n'établit pas d'exigence fonctionnelle supplémentaire pour les systèmes de sûreté. Il faut prévenir les mécanismes de vieillissement et pour cela les détecter par des mesures de performances. Cette norme fournit des recommandations particulières pour les aspects suivants:

- critères d'évaluation du vieillissement des matériels d'I&C des centrales nucléaires;
- cheminement à suivre pour établir un programme de gestion du vieillissement pour les matériels d'I&C des centrales nucléaires; et
- indicateurs de suivi des performances tels que le temps de réponse et la stabilité de l'étalonnage vus comme des moyens de gestion du vieillissement des capteurs et des transmetteurs.

Reconnaissant le développement rapide des techniques de surveillance et d'essai utilisées pour évaluer les conditions de vieillissement des systèmes d'I&C, il n'est pas possible de référencer dans une norme toutes ces techniques et technologies modernes. Cependant un certain nombre de techniques sont mentionnées dans cette norme et décrites dans les Annexes B et C.

Afin d'assurer la pertinence de cette norme pour les années à venir, l'accent est mis sur les questions de principes plutôt que sur les technologies particulières.

d) Description de la structure de la collection des normes du SC 45A de la CEI et relations avec les documents de la CEI, de l'AIEA et de l'ISO

Le document de niveau supérieur de la collection de normes produites par le SC 45A de la CEI est la CEI 61513. Cette norme traite des exigences relatives aux systèmes et équipements d'instrumentation et de contrôle-commande (systèmes d'I&C) utilisés pour

accomplir les fonctions importantes pour la sûreté des centrales nucléaires, et structure la collection de normes du SC 45A de la CEI.

La CEI 61513 fait directement référence aux autres normes du SC 45A de la CEI traitant de sujets génériques, tels que la catégorisation des fonctions et le classement des systèmes, la qualification, la séparation des systèmes, les défaillances de cause commune, les aspects logiciels et les aspects matériels relatifs aux systèmes programmés, et la conception des salles de commande. Il convient de considérer que ces normes, de second niveau, forment, avec la norme CEI 61513, un ensemble documentaire cohérent.

Au troisième niveau, les normes du SC 45A de la CEI, qui ne sont généralement pas référencées directement par la norme CEI 61513, sont relatives à des matériels particuliers, à des méthodes ou à des activités spécifiques. Généralement ces documents, qui font référence aux documents de deuxième niveau pour les activités génériques, peuvent être utilisés de façon isolée.

Un quatrième niveau qui est une extension de la collection de normes du SC 45A de la CEI correspond aux rapports techniques qui ne sont pas des documents normatifs.

La CEI 61513 a adopté une présentation similaire à celle de la CEI 61508, avec un cycle de vie et de sûreté global, un cycle de vie et de sûreté des systèmes, et une interprétation des exigences générales de la CEI 61508-1, la CEI 61508-2 et la CEI 61508-4 pour le secteur nucléaire. La conformité à la CEI 61513 facilite la compatibilité avec les exigences de la CEI 61508 telles qu'elles ont été interprétées dans l'industrie nucléaire. Dans ce cadre, la CEI 60880 et la CEI 62138 correspondent à la CEI 61508-3 pour le secteur nucléaire.

La CEI 61513 fait référence aux normes ISO ainsi qu'au document AIEA 50-C-QA (remplacée depuis par le document IAEA 50-C/SG-Q) pour ce qui concerne l'assurance qualité.

Les normes produites par le SC 45A de la CEI sont élaborées de façon à être en accord avec les principes de sûreté fondamentaux du Code AIEA sur la sûreté des centrales nucléaires, ainsi qu'avec les guides de sûreté de l'AIEA, en particulier le document d'exigences NS-R-1 qui établit les exigences de sûreté relatives à la conception des centrales nucléaires et le guide de sûreté NS-G-1.3 qui traite de l'instrumentation et du contrôle commande importants pour la sûreté des centrales nucléaires. La terminologie et les définitions utilisées dans les normes produites par le SC 45A sont conformes à celles utilisées par l'AIEA.

CENTRALES NUCLÉAIRES DE PUISSANCE – SYSTÈMES D'INSTRUMENTATION ET DE CONTRÔLE-COMMANDE IMPORTANTES POUR LA SÛRETÉ – GESTION DU VIEILLISSEMENT

1 Domaine d'application

1.1 Gestion du vieillissement physique de l'I&C des centrales nucléaires

La présente Norme internationale établit des stratégies, des exigences techniques et des recommandations pour la gestion du vieillissement de l'instrumentation et du contrôle-commande (I&C) des centrales nucléaires de puissance et du matériel associé. La norme comprend aussi deux annexes informatives portant sur les méthodes, les procédures et les technologies d'essai qui peuvent être utilisées pour vérifier le bon fonctionnement du matériel d'I&C et viser à empêcher que la dégradation liée au vieillissement n'ait un impact négatif sur la sûreté de l'installation, son efficacité ou sa fiabilité. La norme est applicable à tous types de centrales nucléaires et traite principalement de sûreté.

1.2 Gestion du vieillissement de la technologie (obsolescence)

Le domaine de cette norme a été volontairement centré sur la gestion du vieillissement physique de l'I&C, ceci étant considéré avoir des conséquences directes sur la sûreté de la centrale. La norme ne traite pas en détail de l'aspect vieillissement de la technologie (à savoir l'obsolescence).

Il convient de noter cependant que de façon pratique, le schéma directeur de la gestion du vieillissement devra couvrir le problème de l'obsolescence. En effet l'obsolescence est connu pour être un problème majeur du cycle de vie de nombreuses technologies d'I&C (de la conception, par la maintenance en exploitation jusqu'au remplacement et à la remise à jour).

1.3 Objectif de sûreté de cette norme

Cette norme fournit les exigences minimales qui doivent garantir que tout impact potentiel sur la sûreté de la centrale lié au vieillissement de l'I&C est identifié et que les mesures nécessaires sont mises en œuvre pour démontrer que la sûreté de l'installation n'est pas dégradée.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 61513:2001, *Centrales nucléaires – Instrumentation et contrôle commande des systèmes importants pour la sûreté – Prescriptions générales pour les systèmes*

3 Termes et définitions

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

3.1

exactitude de mesure

étroitesse de l'accord entre une mesure et la valeur conventionnellement vraie du mesurande

NOTE 1 Le concept d' « exactitude » est qualitatif.

NOTE 2 Il convient que le terme « précision » ne soit pas utilisé pour « exactitude ».

[VEI 394-40-35]

3.2

vieillessement

processus général au cours duquel les caractéristiques d'une structure, d'un système ou d'un composant changent graduellement avec le temps ou en fonction de l'utilisation

NOTE Cette dégradation est due à des mécanismes physiques inhérents aux matériaux composant les matériels et est liée à la conception, au montage et aux caractéristiques fonctionnelles des matériels d'I&C. Elle est influencée par les contraintes issues de l'environnement du matériel et de son fonctionnement.

[Glossaire de sûreté de l'AIEA, 2006]

3.3

étalonnage

ensemble des opérations établissant, dans des conditions spécifiées, la relation entre les valeurs de la grandeur indiquées par un appareil de mesure ou un système de mesure, ou les valeurs représentées par une mesure matérialisée ou par un matériau de référence, et les valeurs correspondantes de la grandeur réalisées par des étalons

NOTE Pour plus de détails, voir le [VIM 6.11].

[VEI 394-40-43]

3.4

canal (chaîne)

ensemble de composants interconnectés dans un système générant un signal de sortie unique. Un canal perd son identité lorsque plusieurs signaux de ce type sont combinés avec des signaux provenant d'autres canaux, tels que les canaux de surveillance ou les canaux des actionneurs de sûreté.

[Glossaire de sûreté de l'AIEA, 2006]

3.5

étalonnage croisé (validation croisée)

procédure d'intercomparaison des indications fournies par des appareils redondants (par exemple capteurs de température) pour identifier des capteurs hors tolérance; servant de moyen pour la vérification de l'étalonnage ou de l'identification des modifications d'étalonnage. Un terme plus approprié pour cette définition est la « validation croisée », mais le terme « étalonnage croisé » est le plus généralement utilisé

[IEC 62385, 3.6]

3.6

durée de vie prévue à la conception

période de temps durant laquelle il est prévu qu'une installation ou un composant se comporte conformément aux spécifications techniques par rapport auxquelles il a été produit

[Glossaire de sûreté de l'AIEA, 2006]

3.7

cycle de vie de l'I&C

ensemble des activités nécessaires impliquées dans la mise en œuvre et le fonctionnement d'un système I&C, dans la période qui commence avec la spécification des exigences du système et qui se termine quand le système I&C devient indisponible pour utilisation

3.8

test *in situ*

essai d'un capteur ou d'un transmetteur réalisé sans le retirer de l'emplacement où il est normalement installé pour fonctionner dans le système

[IEC 62385, 3.9]

3.9

durée de vie installée

intervalle de temps entre l'installation et le démontage durant lequel l'équipement ou l'un de ses composants sont susceptibles d'être soumis à des conditions d'utilisation prévues

NOTE L'équipement peut avoir une durée de vie installée de 40 ans tout en changeant périodiquement certains de ses composants; la durée de vie installée de ces composants est alors inférieure à 40 ans.

[CEI 60780, 3.10]

3.10

modernisation

remplacement ou remise à jour à l'aide de systèmes ou de composants plus récents. Remplacement est le terme à utiliser lorsque les exigences ne changent pas; remise à jour est le terme à utiliser lorsque le niveau d'exigences augmente

NOTE 1 Les termes amélioration, remise en état ou à niveau, rénovation sont similaires et souvent interchangeables. Seules les nuances diffèrent (AIEA-TECDOC-1066).

NOTE 2 Les termes remplacer et renouveler sont souvent similaires et interchangeables. Les termes sont utilisables du simple composant au système d'I&C complet.

3.11

surveillance

mesure continue ou périodique de rayonnement ou d'autres paramètres pour déterminer l'état d'un système

[VEI 393-18-40]

3.12

conditions opérationnelles

conditions prévues relatives à l'environnement, à l'alimentation électrique, à l'état des signaux qui résultent des conditions de fonctionnement normal et des événements initiateurs prévus

3.13

limites de performance

limites définissant les caractéristiques, statiques et dynamiques, quantitatives des entrées et des sorties des sous systèmes qui sont mesurées durant la surveillance en exploitation des chaînes d'instrumentation pour des conditions environnementales données (à savoir: les rayonnements, l'humidité, la température, le champ électromagnétique, etc.)

NOTE La précision, le temps de réponse et la stabilité des chaînes d'instrumentation sont des attributs des limites de performance.

3.14

maintenance prédictive

forme de maintenance réalisée de façon continue ou à des intervalles de temps déterminés par les conditions observées, pour surveiller, diagnostiquer ou analyser les tendances des indicateurs de condition d'une structure, d'un système ou d'un composant. Les résultats permettent de déduire l'aptitude fonctionnelle présente et future ou la nature et le planning pour une maintenance planifiée.

NOTE Elle est aussi appelée maintenance conditionnelle.

[Glossaire de sûreté de l'AIEA, 2006]

3.15**maintenance préventive**

actions qui détectent, empêchent ou limitent les dégradations des composants, systèmes ou structures fonctionnelles pour soutenir ou étendre leurs durées de vie utile en contrôlant les dégradations et les défaillances en deçà d'un niveau acceptable

NOTE 1 La maintenance préventive peut être de la maintenance périodique, de la maintenance planifiée ou de la maintenance prédictive.

NOTE2 S'oppose à la maintenance corrective.

[Glossaire de sûreté de l'AIEA, 2006]

3.16**durée de vie qualifiée**

période de temps pendant laquelle, il a été démontré par essai, analyse ou expérience, qu'une structure, un système ou un composant est capable de fonctionner conformément à ses critères d'acceptation en présence de conditions opérationnelles spécifiques tout en maintenant son aptitude à réaliser ses fonctions de sûreté lors d'accidents de dimensionnement ou de séismes

[Glossaire de sûreté AIEA, 2006]

3.17**temps de réponse**

temps nécessaire séparant l'instant où la sortie d'un composant atteint un état spécifié et l'instant où le composant a reçu le signal qui lui impose de rejoindre cet état de sortie

[Glossaire de sûreté de l'AIEA, 2006]

3.18**constante de temps**

dans le cas d'un système du premier ordre, temps nécessaire pour que le signal de sortie d'un système atteigne 63,2 % de sa variation finale après une variation en échelon du signal d'entrée.

Si le système n'est pas du premier ordre, l'expression « constante de temps » n'est pas adaptée. Pour les systèmes d'un ordre supérieur il convient d'employer l'expression « temps de réponse »

[CEI 62397, 3.9]

3.19**analyse de tendance**

processus d'acquisition de données relatives à l'instrumentation pour bâtir un historique de la chaîne d'instrumentation ou de ses composants (par exemple de l'étalonnage) ou pour comparer des appareils redondants (à savoir étalonnage/comparaison croisée) pour déterminer si les performances se sont dégradées

3.20**remise à jour**

rénovation de matériel avec des améliorations fonctionnelles ou de conception, issues du retour d'expérience et de la disponibilité de nouveaux matériaux ou de nouvelles technologies. Ceci comprend le remplacement des matériaux par de nouveaux, plus résistants aux contraintes de vieillissement, les reconfigurations pour améliorer la fiabilité et même le déplacement ou le changement d'orientation des matériels, ainsi que la mise en œuvre de nouvelles fonctionnalités

4 Contexte

L'expérience acquise par les services publics et par l'industrie du procédé a montré que l'augmentation de l'âge des systèmes d'I&C existant dans les plus anciennes installations entraînait une détérioration de l'aptitude de celles-ci à l'exploitation et à la maintenance. Ce problème concerne aussi les centrales nucléaires de puissance. Le maintien de performances satisfaisantes et de la sûreté de fonctionnement dépend principalement de deux problèmes:

- a) du vieillissement physique des matériels d'I&C qui entraîne des défaillances;
- b) de l'obsolescence des matériels (systèmes et composants) en termes de pièces de rechange et de support fournisseur.

Les applications d'I&C des centrales nucléaires posent des problèmes particuliers de sûreté de fonctionnement liés à leur durée de vie du fait de la relativement longue durée de vie de la centrale elle-même comparée à celle de l'I&C, du fait de l'exposition aux rayonnements ionisants et du fait des exigences contraignantes de qualification applicables aux systèmes de sûreté.

En plus d'être nécessaire dans le cadre de la gestion patrimoniale et économique de l'exploitation, le contrôle ou la gestion du vieillissement de l'I&C des centrales peut être une obligation formelle à satisfaire par rapport à l'autorité de sûreté nucléaire. Une solution consiste à renouveler systématiquement l'I&C avant ou à l'apparition de tout problème de vieillissement. Cependant, nombreuses sont les installations qui n'ont pas été conçues en prenant en compte cette contrainte et pour lesquelles des remplacements faciles et simples à l'aide de systèmes équivalents ne sont pas aisés. L'utilisation d'I&C propre au nucléaire, l'installation dans des environnements de travail contrôlés (rayonnements), l'approbation par des autorités de sûreté certificatrices, et le coût des longs arrêts de tranche ne sont que quelques exemples des raisons pour lesquelles une remise à niveau de l'I&C peut être longue, complexe, et coûteuse. Une autre approche consiste à prolonger l'utilisation de l'I&C existant en prenant des mesures appropriées pour maintenir le matériel. Les annexes de cette norme fournissent des exemples de mesures qui sont mises œuvre sur certaines centrales pour faire face au vieillissement des matériels d'I&C.

5 Exigences relatives à la gestion du vieillissement

5.1 Généralités

Cet article fournit des exigences et des recommandations permettant d'établir les approches méthodologiques et les processus pratiques nécessaires à la gestion du vieillissement de l'I&C.

5.2 Méthodologie

Une méthodologie adaptée à la gestion du vieillissement de l'I&C doit être établie, celle-ci doit permettre prendre en compte tous les problèmes pertinents et interdépendants relatifs aux stratégies d'exploitation de l'installation à long terme, tout en respectant la sûreté.

Les impacts potentiels sur la sûreté de la centrale dus au vieillissement de l'I&C doivent être identifiés et des actions appropriées doivent être réalisées pour démontrer que la sûreté de la tranche n'est pas dégradée. En outre, la qualification de l'I&C doit être maintenue. De plus, lors de l'évaluation des effets des mécanismes de vieillissement sur un matériel ou un composant, il est nécessaire considérer en même temps

- a) ceux qui pourraient entraîner une défaillance en conditions de fonctionnement normal; et
- b) ceux qui pourraient entraîner une défaillance en conditions accidentelles (celles-ci comprenant les conditions sismiques et les accident de dimensionnement)

Les paramètres liés à l'impact du vieillissement de l'I&C sur la sûreté (par exemple la dérive de l'étalonnage, la dégradation du temps de réponse) doivent être identifiés et les moyens et les méthodes utilisables pour acquérir des données à des fins de vérification des performances du matériel d'I&C doivent être mis en œuvre. Il convient que périodiquement les données relatives aux performances de l'I&C soit acquises, analysées et comparées à des critères d'acceptation. Comme il est difficile de complètement identifier les mécanismes de vieillissement, il est important de mettre en place un système efficace de collecte d'information tirant avantage de l'expérience d'autres centrales nucléaires et d'autres industries. Naturellement, il convient de contrôler par audit la qualité de ces sources d'information. Il convient que la méthodologie utilisée prenne en compte les évolutions prévisibles des besoins fonctionnels, des performances des matériels, de fourniture des composants, et des ressources humaines nécessaires pour atteindre durablement les objectifs visés en matière de disponibilité de l'installation et de préservation de sa sûreté.

Il convient que la méthodologie de base de la gestion du vieillissement fasse apparaître les trois étapes conceptuelles suivantes avec des possibilités d'itérations.

- a) Compréhension du phénomène de vieillissement et identification de ses effets (potentiels) sur l'I&C. Celle-ci peut être acquise à partir de la recherche, du retour d'expérience et d'autres sources (voir l'Article 6).
- b) Evaluation des impacts sur la centrale en prenant en compte le profile de fonctionnement et en analysant les risques, en sélectionnant les matériels et les composants d'I&C, en analysant les conditions de fonctionnement de la centrale et en évaluant la dégradation due au vieillissement (voir l'Article 7).
- c) Réalisation d'actions compensatrices nécessaires pour contrebalancer les effets du vieillissement, définition des moyens particuliers propres à la gestion du vieillissement tels que les essais et la maintenance renforcés, mise en place de programmes de contrôle du vieillissement et développement des stratégies de modification et de remplacement (voir l'Article 8 et les annexes).

Du fait de l'importance de l'I&C employés en centrale, la gestion du vieillissement doit se faire, en pratique, en gérant des priorités. Ceci peut être fait en sélectionnant les matériels et composants d'I&C suivant leurs sensibilités au vieillissement, leurs conditions de fonctionnement, et de l'impact potentiel de leurs défaillances sur la sûreté du système dont ils font partie.

La surveillance de l'état de l'installation et des matériels d'I&C est nécessaire en même temps comme composante de l'évaluation préliminaire (« tout-ou-rien ») pour identifier les matériels vieillissant et/ou aussi pour poursuivre des actions à long terme avant de remplacer le matériel.

Les moyens associés à la gestion du vieillissement de l'I&C comprendront les aménagements existant, les dispositions liées à la conception, à la maintenance, aux essais de surveillance, etc., la pertinence de ceux-ci doit être vérifiée. Il peut être nécessaire de définir des moyens complémentaires pour la gestion du vieillissement de l'I&C tels qu'une maintenance renforcée, un programme de contrôle du vieillissement particulier, des stratégies de modification et de remplacement.

5.3 Processus

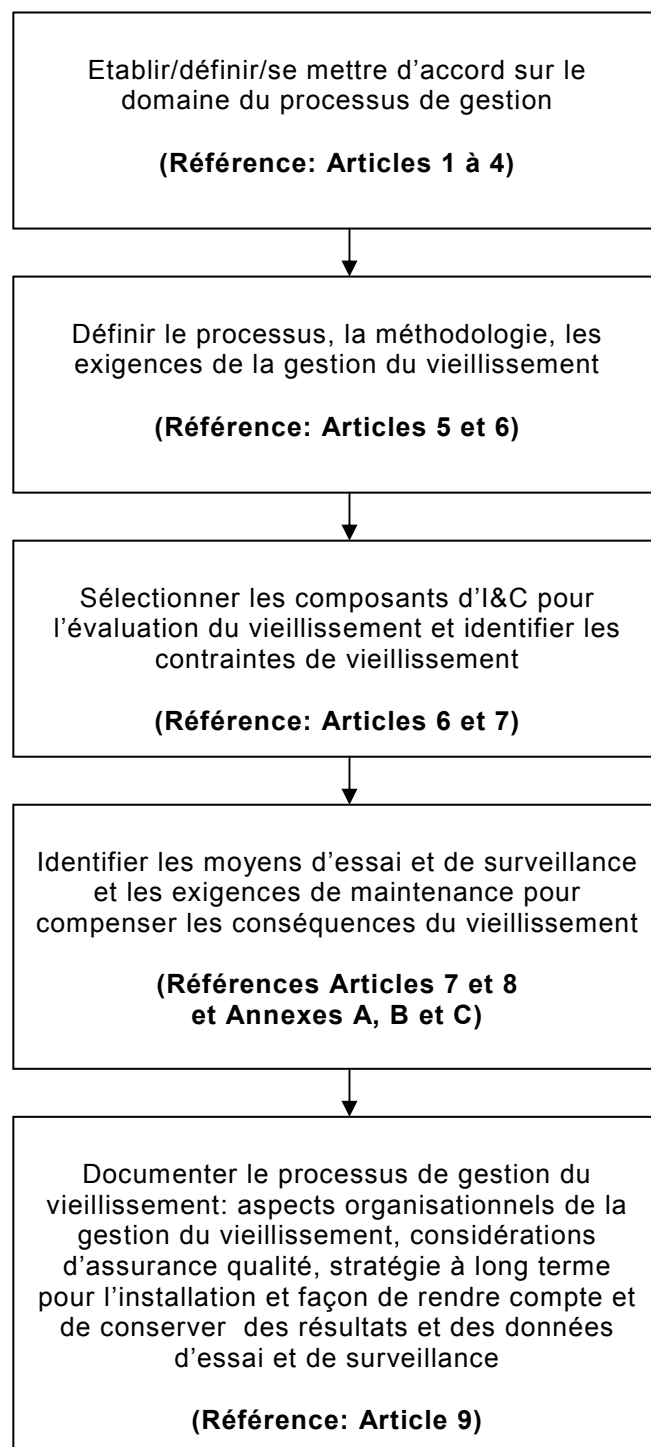
Les considérations méthodologiques décrites en 5.2 doivent être mises en œuvre au niveau d'un processus de gestion du vieillissement. Le processus de gestion du vieillissement physique de l'I&C doit comprendre les actions permettant d'identifier les composants des matériels dont les caractéristiques changent avec le temps et de suivre ceux-ci par les essais et la surveillance nécessaires aussi bien que par les mesures compensatrices ou correctives pour garantir la sûreté de fonctionnement et les performances, et le cas échéant la durée de vie qualifiée. Ceci peut être organisé au sein d'un programme d'actions particulières pour faire face au vieillissement, ou comme une vérification dans le cadre des activités de maintenance (à court et à long terme) ou (le plus probablement) comme une combinaison des deux. Le Tableau 1 montre comment le processus de gestion du vieillissement est présenté

PRELIMINAIRE RECOMMENDATIONS & EXIGENCES
LICENSED TO MECON Limited - RANCHI/BANGALORE
FOR INTERNAL USE AT THIS LOCATION ONLY, SUPPLIED BY BOOK SUPPLY BUREAU.

Tableau 1 – Processus de gestion du vieillissement tel que présenté dans les différents articles de cette norme

Introduction							
Article 1. Domaine <i>Décrit le domaine de la norme en ce qui concerne la gestion du vieillissement physique de l'I&C des centrales nucléaires, du vieillissement de la technologie et de l'impact sur la sûreté nucléaire.</i>							
Article 2. Références normatives <i>Normes CEI liées à celle-ci dont la liste est fournie dans ce paragraphe.</i>							
Article 3. Définitions <i>Les termes utilisés dans cette norme sont définis dans ce paragraphe.</i>							
Article 4. Contexte <i>Ce paragraphe décrit le contexte général expliquant les raisons pour lesquelles la gestion du vieillissement de l'I&C est importante.</i>							
Article 5. Exigences relatives la gestion du vieillissement <i>Ce paragraphe décrit l'approche méthodologique et les processus pratiques nécessaires à la gestion du vieillissement.</i>							
5.1 Généralités			5.2 Méthodologie			5.3 Processus	
Article 6. Compréhension des phénomènes de vieillissement de l'I&C <i>Caractérisation du phénomène de vieillissement et identification des effets potentiels sur l'I&C à partir des connaissances issues de la recherche, du retour d'expérience et d'autres sources.</i>							
6.1. Généralités		6.2. Contraintes provoquant le vieillissement			6.3. Mécanismes de vieillissement et effets du vieillissement		
Article 7 Exigences relatives à la prise en compte des effets liés au vieillissement <i>Evaluation de l'impact particulier des effets du vieillissement sur la centrale en prenant en compte les profils de fonctionnement et les analyses de risques.</i>							
7.1 Identification des effets au vieillissement	7.2 Sélection des équipements d'I&C pour l'évaluation du vieillissement	7.3 Evaluation de la dégradation liée au vieillissement de l'I&C	7.4 Contraintes liées au vieillissement	7.5 Fonction prévue par rapport à la qualification	7.6 Exigences relatives aux essais de surveillance et à la maintenance	7.7 Ressources du support	7.8 Exigences relatives à la documentation
Article 8. Exigences relatives au contrôle du vieillissement <i>Réalisation des actions compensatrices nécessaires pour contrebalancer les effets du vieillissement par définition de moyens particuliers pour la gestion du vieillissement de l'I&C tels que des essais ou de la maintenance renforcés et des programmes de contrôle du vieillissement.</i>							
8.1 Généralités		8.2 Définition des programmes du contrôle du vieillissement			8.3 Moyens associés à la gestion du vieillissement de l'I&C		

Article 9 Organisation					
Organisation du processus de gestion du vieillissement, y compris la définition des stratégies long terme, le cycle de vie de l'I&C, les comptes rendus et le contrôle qualité.					
9.1 Généralités	9.2 Organisation relative à la gestion du vieillissement	9.3 Identification de stratégies d'exploitation long terme et du cycle de vie de l'I&C	9.4 Organisation de la maintenance long terme du matériel d'I&C	9.5 Assurance Qualité	9.6 Compte rendu
Annexe A					
Recommandations sur la caractérisation des phénomènes de vieillissement de l'I&C et sur l'acquisition des données pour la gestion du vieillissement des composants d'I&C dans les centrales nucléaires					
A.1 Exemples de facteurs de contrainte, mécanismes de vieillissement et effets de vieillissement sur différents composants d'I&C		A.2 Données relatives à la gestion du vieillissement	A.3 Essais et surveillance		
Annexe B					
Exemples de pratique de gestion du vieillissement pour des composants sélectionnés d'I&C utilisés dans les centrales nucléaires					
B.1 Gestion du vieillissement des composants électriques et électroniques	B.2 Gestion du vieillissement des capteurs de température et de pression	B.3 Gestion du vieillissement des détecteurs neutroniques	B.4 Gestion du vieillissement des câbles et des détecteurs	B.5 Application pour les conditions de fonctionnement normales et accidentelles	
Annexe C					
Exemples de techniques d'essai et de surveillance pour la gestion du vieillissement de l'I&C					
C.1 Vérification de l'étalonnage en ligne	C.2 Détection en ligne de l'encrassement des venturis	C.3 Essai sur site de temps de réponse des transmetteurs de pression	C.4 Détection en ligne du bouchage des lignes d'impulsion		
C.5 Etalonnage croisé des sondes à résistance et des thermocouples	C.6 Essai de temps de réponse des sondes à température et des thermocouples	C.7 Essais des câbles et des connecteurs	C.8 Assurance de la fiabilité de l'I&C en conditions accidentelles		
Bibliographie					
Documents AIEA		Documents CEI		Autres documents	



IEC 1377/07

Figure 1 – Organigramme du processus de gestion du vieillissement du matériel et des systèmes d'I&C

6 Compréhension des phénomènes de vieillissement de l'I&C

6.1 Généralités

Il convient de caractériser les phénomènes de vieillissement possibles pour en identifier les mécanismes de vieillissement, les causes, et les effets potentiels et avérés sur les composants, les matériels et les systèmes d'I&C. La liste des phénomènes de vieillissement doit être mise à jour périodiquement en fonction de l'expérience acquise à partir du fonctionnement de la centrale et à partir des informations provenant de sources externes (par exemple, recherche et développement, retour d'expérience).

A l'approche de la fin de vie du composant, le taux de défaillance de celui-ci, et en conséquence celui du matériel ou du système, augmente (période de défaillance due à l'usure sur la courbe de fiabilité en baignoire – voir l'Annexe B). A partir de ce moment-là, le taux de défaillance n'est plus statistiquement prévisible et donc le matériel devient peu fiable. L'influence des contraintes peut provoquer un vieillissement prématuré. Ainsi, il convient de renforcer les essais et la surveillance en fonction de la progression du vieillissement de l'I&C.

6.2 Contraintes provoquant le vieillissement

Les contraintes proviennent des conditions de fabrication, de stockage ou de celles précédant la mise en service ou des conditions de fonctionnement en service. Elles provoquent des défaillances liées à l'usure et peuvent entraîner le déclenchement de mécanismes de vieillissement et produire des effets de vieillissement. On peut considérer qu'elles sont de deux types.

- a) Des contraintes externes existant dans l'environnement du matériel, qu'il soit en fonctionnement ou à l'arrêt. Les exemples classiques en sont la température, l'humidité, les rayonnements, l'environnement électrique et les vibrations. Ces contraintes peuvent varier en intensité en fonction d'événements extérieurs (changements climatiques, événements de tranche ou événements dangereux, décharges électriques, champs électromagnétiques) et en fonction de leur localisation.
- b) Des contraintes internes apparaissant dans le matériel ou dans le système en fonctionnement. Des exemples en sont l'échauffement par effet Joules ou la charge mécanique, les contraintes physiques correspondant aux surcharges mécaniques ou aux surintensités électriques, les vibrations, et l'usure électrique et mécanique des composants du matériel en fonctionnement (par exemple les contacts).

La dégradation des matériels électriques ou électroniques liée au vieillissement est fonction de la durée, de la gamme et de l'intensité des contraintes appliquées au matériel. La dégradation liée au vieillissement due à une seule contrainte peut habituellement être représentée comme une simple relation faisant intervenir l'intensité de la contrainte et le temps; cependant, la dégradation liée au vieillissement due à une combinaison de plusieurs contraintes peut dépasser la somme des effets individuels.

6.3 Mécanismes de vieillissement et effets du vieillissement

Il convient de déterminer la sensibilité d'un matériel aux mécanismes de vieillissement et aux conséquences des effets du vieillissement par l'analyse du comportement du matériel et des composants élémentaires qui composent l'équipement d'I&C lorsqu'ils sont soumis aux contraintes internes et externes.

L'Annexe A fournit des recommandations pour caractériser les phénomènes de vieillissement de l'I&C et obtenir des données pour la gestion du vieillissement dans les centrales. Une liste des mécanismes de vieillissement courants et de leurs effets est donnée. Pour un environnement et une durée de fonctionnement donnés d'un matériel, certains mécanismes peuvent ne pas produire d'effets de vieillissement significatifs.

7 Exigences relatives à prise en compte des effets liés au vieillissement

7.1 Identification des effets liés au vieillissement

Cet article fournit les exigences d'évaluation de l'impact particulier des effets sur le matériel d'I&C en prenant en compte les profils de fonctionnement et en analysant les risques potentiels. Ces exigences sont présentées sous les rubriques suivantes qu'il convient de d'utiliser pour nommer les étapes du processus de gestion du vieillissement:

- sélection des équipements d'I&C pour l'évaluation du vieillissement;
- dégradation de l'I&C liée au vieillissement;
- contraintes de vieillissement;
- fonction prévue par rapport à la qualification;
- essais de surveillance et exigences liées à la maintenance;
- ressources du support;
- exigences de documentation.

Les exigences relatives à ces étapes sont décrites dans les paragraphes suivants.

7.2 Sélection des équipements d'I&C pour l'évaluation du vieillissement

7.2.1 Généralités

Les équipements et les composants d'I&C qui sont sensibles au vieillissement et dont la défaillance aurait un impact significatif sur la sûreté du système dont ils font partie, doivent être sélectionnés pour l'évaluation de la dégradation liée au vieillissement et doivent faire partie intégrante d'un programme de gestion du vieillissement.

Le processus de sélection doit prendre en compte les éléments suivants:

- identification des composants dont la défaillance a une conséquence significative sur les systèmes de sûreté; et
- parmi la liste des composants liés à la sûreté, identifier ceux qui sont sensibles aux mécanismes de vieillissement (voir l'Article 6).

Des exemples de matériels d'I&C qui sont sensibles au vieillissement sont les capteurs de température et de pression (par exemple les sondes à température, les thermocouples, les transmetteurs de pression, de niveau et de débit); les câbles et les connecteurs, les détecteurs de flux neutroniques, les cartes électroniques et les lignes de mesure de pression (lignes d'impulsion).

7.2.2 Identification des fonctions, des systèmes et des matériels d'I&C

Une liste de toutes les fonctions, les systèmes et les matériels d'I&C contribuant à la sûreté de la tranche doit être dressée. Les limites associées aux matériels vont du procédé (à savoir l'entrée des capteurs installés sur le procédé) jusqu'au système actionneur. Il est probable que l'importance pour la sûreté des différentes fonctions d'I&C ait déjà été définie lors du classement sûreté du système sur la tranche ou lors d'une évaluation probabiliste de sûreté.

7.2.3 Inventaire détaillé des matériels et composants d'I&C

La liste des systèmes et des matériels d'I&C qui contribuent à la sûreté de la centrale (voir 7.2.2) doit être déclinée en un inventaire détaillé d'éléments constitué de parties de matériel ou de composant qui permet l'analyse des effets des mécanismes de vieillissement. Pour cela, il convient de prendre en compte les points suivants:

- matériaux de fabrication;
- type (modèle, fournisseur, etc.);

- degré de protection par rapport à l'environnement;
- conditions d'ambiance et de fonctionnement et localisation;
- âge et durée de vie prévue;
- exigences de qualification; et
- historique des défaillances.

7.2.4 Analyse des défaillances

Les parties constitutives des matériels ou des composants doivent être analysées par rapport à l'impact de leur défaillance sur les fonctions de sûreté du système dans l'ensemble des conditions de fonctionnement. Les défauts et modes de défaillance dus aux mécanismes de vieillissement doivent être pris en considération. Au départ, il convient de considérer que tous les composants sont sensibles au vieillissement jusqu'à ce que le contraire soit démontré. Il convient que le vieillissement puisse intégrer des effets de synergie.

Il convient de considérer les facteurs suivants dans l'analyse des défaillances:

- dégradations particulières liées au vieillissement de certains composants qui peuvent mener à des modes de défaillance non sûrs ou non détectés;
- dégradations liées au vieillissement qui peuvent entraîner des non-conformités par rapport aux spécifications du fonctionnement normal ou pour la qualification aux conditions accidentelles;
- les effets du vieillissement sur les matériaux constitutifs qui ne sont habituellement pas considérés comme des composants d'I&C (à savoir la détérioration des joints soudés et des enveloppes isolantes);
- des éléments ne doivent pas être exclus des évaluations à venir, du fait de la présence de redondance ou de diversité, car la dégradation liée au vieillissement est potentiellement un mode de défaillance de cause commune; et
- la conception des appareils d'I&C et les données techniques associées pour confirmer que les précautions nécessaires ont été prises pour sélectionner et mettre en œuvre les composants afin d'éviter des endommagements et des défaillances prématurés (par exemple composants incorrectement dimensionnés, installation incorrecte, fixation défectueuse, ventilation inadaptée, etc.).

7.2.5 Sensibilité au vieillissement

Une liste des matériels ou des composants sensibles au vieillissement doit être établie; voir Article 6. L'Annexe A fournit des recommandations pour caractériser les phénomènes de vieillissement de l'I&C.

Cette liste doit être dressée par évaluation des connaissances (données) relatives aux mécanismes de vieillissement. Il convient d'identifier les mécanismes réels ou potentiels en considérant l'expérience opérationnelle, les jugements d'expert, les essais (voir article 8) et les analyses théoriques faites sur les conditions de tranche. Les matériels et les composants pris en considération doivent comprendre tous les éléments identifiés dans l'inventaire détaillé des parties de matériel et de composant (voir 7.2.3) constituant les systèmes et les matériels d'I&C qui contribuent à la sûreté de la tranche. Les points suivants doivent être pris en compte lors de la détermination de la sensibilité des matériels et des composants au vieillissement:

- localisation pour laquelle l'environnement est susceptible d'engendrer des conditions contraignantes activant les mécanismes de vieillissement (voir 7.4.2);
- conditions de fonctionnement du matériel susceptibles d'engendrer des conditions contraignantes activant les mécanismes de vieillissement (voir 7.4.3);
- conception du matériel – analyse des défaillances (voir 7.2.4) et degré de protection par rapport à l'environnement;

- essais ou actions de maintenance (préventive ou corrective) ordinairement réalisés sur les matériels qui contrecarrent les effets des mécanismes de vieillissement (voir Article 8) ou identifient leurs conséquences;
- matériels contenant des composants ayant une durée de vie pré-déterminée (telle qu'indiquée par les spécifications de conception ou les exigences de qualification); et
- ressources du support qui seront probablement impactées par le vieillissement (voir 7.7).

7.3 Evaluation de la dégradation liée au vieillissement de l'I&C

La dégradation liée au vieillissement de l'I&C sélectionné (voir 7.2) doit être évaluée en prenant en compte les contraintes auxquelles il est soumis au cours de sa durée de vie. Les contraintes internes et externes entraînant le vieillissement sont présentées en 6.2. Les objectifs de cette évaluation doivent comprendre les points suivants:

- évaluer, qualitativement ou quantitativement, la dégradation liée au vieillissement possible ou effective, ou les paramètres indiquant le début de la dégradation liée au vieillissement;
- définir les contre mesures si nécessaire;
- montrer que les risques associés à la dégradation liée au vieillissement peuvent être contrôlés de façon appropriée en utilisant les résultats des analyses de tendance d'évolution des défaillances; et
- démontrer que le niveau de sûreté de la centrale peut être garanti tout le temps.

Concernant la méthode d'évaluation, deux approches sont possibles, en fonction de la conception du matériel et des principes de qualification retenus.

- a) Une approche théorique analytique (comprenant des analyses mathématiques) peut être utilisée lorsque la qualification des matériels implique que les durées de vie des composants soient spécifiées et que la conception du matériel le permet. Ceci peut être une exigence réglementaire.

Il convient de baser l'approche analytique sur les calculs de prévision de durée de vie des composants, prenant en compte de façon quantitative l'historique des contraintes et des modèles mathématiques pour les mécanismes de vieillissement. Les dates de fin de durée de vie correspondant au remplacement des matériels et des composants peuvent être définies. Par exemple, des méthodes permettant de calculer la durée de vie prévue de certains matériels en utilisant la loi d'Arrhenius existent. Cette approche concerne principalement les matériels situés dans l'enceinte, utilisés en situation post-accidentelle. Les données de qualification initiale (avant vieillissement) sont utilisées et la durée de vie du matériel est recalculée avec la loi d'Arrhenius de façon à garantir la valeur de la nouvelle durée de vie qualifiée.

On doit noter que la justification pour l'utilisation de modèles tels qu'Arrhenius ainsi que la confiance qu'on leur fait doit être prouvée par l'usage et ils ne peuvent être décrétés *a priori* représentatifs pour tous les types de composants ou pour des durées de vie qualifiées longues.

- b) Il convient d'utiliser une approche pragmatique basée sur la combinaison d'essai des matériels, d'inspections visuelles, de retour d'expérience et de jugement d'expert lorsque les durées de vie des matériels ne sont pas spécifiées ou qu'elles ne peuvent pas être modélisées mathématiquement avec un degré de confiance suffisant. L'approche peut être aussi utilisée pour les matériels situés à l'extérieur de l'enceinte dont les composants ont des durées de vie spécifiées. Dans cette approche, les jugements qualitatifs peuvent être utilisés pour
- anticiper ou détecter suffisamment à l'avance durant la vie du composant, des signes indiquant une dégradation possible hors des exigences de conception nécessaires pour assurer la sûreté; et
 - définir des réponses appropriées dès le début de la dégradation liée au vieillissement et prendre si nécessaire les mesures correctives (y compris la réparation ou le remplacement) nécessaires pour garantir le niveau de sûreté exigé.

Dans le cadre de cette approche, la fin de vie du matériel est basée sur les performances réelles du matériel et non sur une durée de vie théorique. Une application pratique peut combiner les deux approches, analytique et pragmatique, mentionnées ci-dessus.

7.4 Contraintes liées au vieillissement

7.4.1 Généralités

Les contraintes pertinentes liées au vieillissement utilisées pour la sélection de l'I&C doivent être analysées à partir des conditions d'ambiance et de fonctionnement évoluant dans le temps. Le paragraphe 6.2 décrit les contraintes entraînant un vieillissement prématuré. Les contraintes liées au vieillissement sont identifiées lors de la détermination de la sensibilité du matériel au vieillissement (voir 7.2.5) de façon à sélectionner les éléments de base (voir 7.2) et aussi lors de l'évaluation de la dégradation liée au vieillissement avérée des éléments de base sélectionnés (voir 7.3).

Il convient d'estimer les conditions pour le passé, le présent et l'avenir, suivant les mécanismes de vieillissement considérés (voir 7.2 et l'Article 6), la méthode d'évaluation de la dégradation liée au vieillissement retenue (voir 7.3), les mesures appropriées mises en place et les estimations des contraintes externes et internes faites sur la durée.

7.4.2 Contraintes externes ayant une influence sur le vieillissement

Il convient de considérer les facteurs suivants pour définir les contraintes externes ayant une influence sur le vieillissement des matériels d'I&C:

- les conditions d'ambiance, telles qu'enregistrées sur le lieu d'installation du matériel sur la tranche;
- contraintes particulières pour le matériel d'I&C qui sont propres au lieu d'installation ou aux exigences d'exploitation et de maintenance (proximité de sources de chaleur, sources de rayonnements, démontages ou débranchements/rebranchements pour accès ou essais fréquents); et
- la qualité de l'alimentation électrique pour chaque matériel d'I&C.

7.4.3 Contraintes internes ayant une influence sur le vieillissement

Il convient de considérer les facteurs suivants pour définir les contraintes internes ayant une influence sur le vieillissement des composants de l'I&C:

- les paramètres relatifs aux conditions d'exploitation associés aux fonctions des matériels d'I&C et liés aux mécanismes de vieillissement (pression, température, rayonnement, humidité, vibrations, etc.);
- la fréquence de fonctionnement;
- lorsque cela est possible les contraintes internes dues au fonctionnement du matériel ou du système (par exemple le nombre de manœuvres des contacts mécaniques, l'effet d'échauffement à la mise en tension, etc.); et
- un examen de l'appareil d'I&C et de ses données techniques pour confirmer que les précautions nécessaires ont été prises à l'installation et pour la maintenance pour garantir le comportement spécifié et pour éviter tout endommagement ou défaillance prématuré (par exemple composants d'un mauvais calibre, installation incorrecte – fixation défectueuse, ventilation inadaptée, etc.).

7.4.4 Historique des contraintes et conditions dangereuses

Il convient de considérer les facteurs suivants pour définir l'historique des contraintes (dans le temps) ayant une influence sur le vieillissement des composants d'I&C:

- l'âge du matériel et les périodes de fonctionnement confirmés par la date de fabrication, la date d'installation, la mise en exploitation;

- une estimation du nombre de manœuvres durant chaque période de fonctionnement; et
- la durée de vie spécifiée avant remplacement.

Il convient d'évaluer tous changements de conditions de fonctionnement ayant une influence sur l'I&C par rapport à l'impact sur la vitesse de dégradation. De tels changements peuvent être instantanés ou survenir graduellement sur période de temps étendue.

- Il est possible que les conditions d'ambiance associées à une localisation particulière ne soient pas constantes dans le temps. Il convient de prendre en considération des facteurs tels que l'installation d'un matériel nouveau ou supplémentaire à proximité, des changements de température et de ventilation, des changements de modes de fonctionnement.
- Il convient de considérer les conditions associées aux transitoires de la tranche et aux erreurs du système support entraînant des changements temporaires significatifs des conditions d'ambiance et de fonctionnement (processus extrême, surtensions ou surintensité électriques, perte du chauffage et de la ventilation, surchauffe, conditions climatiques extrêmes).
- Certaines situations de maintenance peuvent nécessiter une évaluation (révision majeure, modification, essais exceptionnels aux limites des spécifications).

Il convient de prendre en compte dans cette analyse l'historique de l'entreposage des pièces de rechange, y compris celui avant réception à la centrale nucléaire.

7.5 Fonction prévue par rapport à la qualification

7.5.1 Spécifications du matériel et qualification

Le matériel original aura été spécifié pour fonctionner dans des conditions d'ambiance particulières, et il aura été qualifié pour des tâches spécifiées, par des essais ou par analyse. Les spécifications du matériel et les rapports de qualification doivent être vérifiés par rapport aux conditions de fonctionnement effectives de façon à savoir si les effets liés au vieillissement auront tendance à être plus importants que ceux prévus au départ.

7.5.2 Impact sur les hypothèses de qualification

Un des objectifs clé de l'évaluation du vieillissement est de vérifier la continuité de la validité de la qualification du matériel, pour laquelle on peut ne rien avoir prévu concernant la dégradation des performances due au vieillissement. Le dossier de qualification du matériel doit être révisé en fonction des éléments découverts lors de l'évaluation du vieillissement.

7.5.3 Applicabilité des modèles de vieillissement

Il convient de vérifier périodiquement, par rapport à la dégradation des composants constatée sur l'installation, l'applicabilité des lois d'accélération (par exemple théorie d'Arrhenius) qui peuvent avoir été utilisées pour des séquences de vieillissement du processus de qualification. Ce retour d'expérience peut aider à déterminer le niveau de confiance que l'on a dans les modèles de vieillissement accéléré et les besoins de modifier la durée de vie qualifiée du matériel.

7.6 Exigences relatives aux essais de surveillance et à la maintenance

7.6.1 Processus de maintenance et d'essais de surveillance

On doit identifier et réaliser périodiquement les processus de maintenance et d'essais de surveillance associés aux matériels sélectionnés conformément aux exigences de 7.2.

7.6.2 Preuves du vieillissement fournies par l'exploitation et la recherche en maintenance

Les enregistrements des défaillances et des réparations des matériels, de la maintenance régulière et des essais de performance périodiques doivent être vérifiés pour y déceler toutes preuves de détérioration due au vieillissement.

7.6.3 Essais sur échantillon

On doit définir les essais particuliers à réaliser sur des échantillons de composants si des données exploitables provenant d'autres sources ne sont pas disponibles.

7.7 Ressources du support

D'autres ressources associées au fonctionnement et à la maintenance du matériel et des systèmes importants pour la sûreté et susceptibles de vieillir doivent être identifiées. Ceci peut comprendre

- les ressources humaines compétentes;
- les ressources documentaires;
- les outils d'étalonnage et d'essai;
- l'information sur les tendances d'évolution (par exemple résultats d'essai de résistance d'isolement, de temps de réponse, information, etc.); et
- le retour d'expérience d'autres centrales.

7.8 Exigences relatives à la documentation

On doit réaliser une compilation de tous les résultats de toutes les analyses identifiant les matériels et composants d'I&C sélectionnés conformément à 7.2. De plus, il convient de choisir une méthode et un format adaptés pour résumer et présenter de façon pertinente les données relatives à la gestion du vieillissement et maintenir et mettre à jour les informations détaillées et les sources de référence.

L'évaluation relative au vieillissement doit être périodiquement mise à jour. Le paragraphe 9.6 reprend les exigences documentaires relatives au processus de gestion du vieillissement.

8 Exigences relatives au contrôle du vieillissement

8.1 Généralités

Cet article fournit des exigences et des recommandations concernant la réalisation d'actions compensatrices nécessaires pour contrecarrer les effets du vieillissement, en définissant des moyens particuliers pour la gestion du vieillissement tels que les essais et la maintenance renforcés ou les programmes de contrôle du vieillissement.

8.2 Définition des programmes du contrôle du vieillissement

Des programmes de contrôle du vieillissement doivent être définis pour les éléments sélectionnés à partir des résultats de l'évaluation du vieillissement (voir l'Article 7). Les programmes de contrôle du vieillissement pour les éléments sélectionnés doivent correspondre à l'utilisation de moyens et à la réalisation d'actions adaptées de façon à

- anticiper ou détecter suffisamment tôt dans la vie du composant des signes indiquant une dégradation; et
- définir une réponse adaptée dès l'apparition de la dégradation due au vieillissement et, si nécessaire, prendre des mesures correctives de façon à maintenir le niveau de sûreté exigé.

Les programmes de contrôle du vieillissement peuvent faire partie de programmes de maintenance (préventive ou prédictive) existant.

La maintenance des matériels d'I&C doit être adaptée pour faire face aux effets du vieillissement de l'I&C sur la sûreté.

Tous les programmes de contrôle du vieillissement portant sur les éléments sélectionnés conformément aux exigences de 7.2, doivent être mis à jour et complétés lors de réévaluations périodiques.

8.3 Moyens associés à la gestion du vieillissement de l'I&C

Il convient que les moyens suivants fassent partie du contrôle de vieillissement du matériel d'I&C.

- a) Essais et mesures périodiques permettant de vérifier les performances (temps de réponse, étalonnage, etc.) des matériels d'I&C et de vérifier toute évolution de caractéristiques des parties sujettes au vieillissement (capteurs, transmetteurs, etc.). L'objectif de ces mesures est de garantir que le vieillissement n'entraîne pas de dégradation inacceptable. Lorsqu'on ne peut pas mesurer exactement les performances de l'I&C, il convient de faire et d'utiliser une estimation conservatrice pour déterminer si les performances du matériel sont acceptables ou non. Des mesures périodiques doivent être réalisées à des intervalles de temps adaptés (par exemple une fois chaque cycle en fonctionnement normal, en condition d'attente à chaud, durant les phases de démarrage et d'arrêt, ou durant les arrêts programmés pour rechargement lorsque la tranche est en arrêt à froid).
- b) Remplacement de parties de composant.
- c) Contrôle et ralentissement du processus de vieillissement par optimisation des procédures de maintenance, ou par changement des conditions d'ambiance et de fonctionnement du matériel, ou en réalisant des actions pour restaurer les performances du matériel satisfaisant des critères d'acceptabilité.
- d) Réalisation plus fréquente d'essais sur les parties présentant un début de dégradation ou un écart par rapport aux spécifications dû au vieillissement.
- e) Adaptation des caractéristiques fonctionnelles (réétalonnage, changement des points de consigne, etc.) pour prendre en compte la dégradation liée au vieillissement qui est acceptable.
- f) Analyse de fiabilité et de tendance des données de performances.

NOTE Le changement des caractéristiques concerne principalement les parties analogiques des systèmes tels que les capteurs, les câbles, les amplificateurs et les transmetteurs.

Les Annexes B et C fournissent des exemples de techniques d'essai qui peuvent être utilisées pour vérifier les performances et évaluer l'état du vieillissement des matériels d'I&C.

9 Organisation

9.1 Généralités

Cet article fournit les exigences relatives à l'organisation du processus de gestion du vieillissement comprenant la définition des stratégies long terme, du cycle de vie de l'I&C, des comptes rendus et du contrôle qualité.

9.2 Organisation relative à la gestion du vieillissement

L'organisation du processus de gestion du vieillissement doit garantir que tous les aspects sûreté sont traités correctement. Il convient que le processus de gestion du vieillissement comprenne un certain nombre d'actions continues correspondant généralement

- à la mise à jour des programmes de maintenance existants;
- au développement de méthodes de réparation ou de remplacement;
- à la surveillance de la tranche et du matériel;
- à la collecte et l'analyse des données; et
- au lancement de nouveaux travaux de R&D.

Il convient de coordonner les activités des différentes entités organisationnelles assurant des fonctions particulières et complémentaires dans le cadre de la gestion du vieillissement. Ceci comprend la gestion centralisée, les concepteurs, les achats, l'exploitation site, les fournisseurs, le service de maintenance, les opérateurs, etc. Les différentes actions relatives au processus de gestion du vieillissement auront un impact sur les différentes activités réalisées par ces entités, typiquement les suivantes:

- maintenance opérationnelle – maintenant la fiabilité des composants d'I&C en assurant les réparations nécessaires ou le remplacement et en réalisant ainsi un renouvellement continu du matériel de la tranche;
- maintenance exceptionnelle – planifiant et anticipant les réparations ou les remplacements les plus importants;
- principaux arrêts programmés/revue périodique de sûreté – amenant les preuves formelles du caractère adapté de la gestion du vieillissement menée sur une période de temps (par exemple dix ans);
- programme de durée de vie de la centrale – coordonnant les stratégies pour les futures recherches et développement, etc.; et
- la gestion de ressources humaines prévoyant la formation adaptée d'un volume suffisant de personnel pour le futur.

9.3 Identification des stratégies d'exploitation long terme et du cycle de vie de l'I&C

Il convient d'identifier les stratégies d'exploitation à long terme et d'établir les stratégies de gestion du cycle de vie de l'I&C correspondantes. Les objectifs et les buts de la gestion du vieillissement de l'I&C touchant la sûreté doivent être établis.

En considérant en tout premier lieu la sûreté, les stratégies de l'exploitant de centrale seront centrées sur l'évaluation du risque économique et la gestion patrimoniale.

Quelle que soit la stratégie de gestion du vieillissement choisie par l'exploitant, on doit démontrer que les aspects sûreté sont traités correctement. Dans le cas d'une stratégie s'orientant vers une non-modernisation, celle-ci doit prendre en considération les risques potentiels. Ceci peut entraîner de nouvelles recherches sur de possibles mécanismes de vieillissement et sur leurs effets, cumulés à l'analyse de situations postulées résultant d'effets liés au vieillissement ou à l'obsolescence.

Lorsqu'on choisit de moderniser l'I&C, on doit engager un processus de certification. Pour une nouvelle centrale ou une modernisation, il convient que la conception initiale ainsi que les mesures mises en œuvre pour le cycle de vie prennent en compte le vieillissement.

9.4 Organisation de maintenance à long terme du matériel d'I&C

Il convient que l'exploitant, prenant en compte les aspects de sûreté, économiques et techniques mette en place une politique de maintenance long terme.

Il convient que la maintenance à long terme des différents matériels d'I&C leurs soit adaptée pour assurer la réalisation des actions compensatrices et de surveillance décidées dans le cadre de l'évaluation du vieillissement.

Il convient que l'organisation prenne en compte

- les relations avec les fabricants de matériels;
- l'organisation des équipes de maintenance;
- le nombre de tranches équipées de la même gamme de matériel;
- le rôle des opérateurs de centrale dans les tâches de maintenance technique; et
- le niveau d'externalisation des travaux de maintenance.

Il convient que la politique de surveillance à long terme comprenne

- des dispositions contractuelles avec le fournisseur système et les fabricants des matériels originaux;
- la surveillance de l'aptitude des fabricants à assurer la continuité de leurs fournitures;
- la surveillance de l'obsolescence des composants (logiciel et matériel);
- les exigences pour les lots de pièces de rechange; et
- l'analyse économique (coût de l'obsolescence/coût induit par l'indisponibilité de la tranche).

9.5 Assurance qualité

Cette norme fait l'hypothèse qu'un programme d'assurance qualité conforme aux exigences du document IAEA 50-C/SG-Q est en place au sein du projet associé à la centrale et qu'il assure le contrôle des activités le constituant.

Il convient d'appliquer les exigences de la CEI 61513 pour établir les programmes d'assurance qualité et des activités correspondantes pour atteindre et contrôler la qualité requise par le processus de gestion du vieillissement.

9.6 Compte rendu

Il convient de documenter complètement le processus de gestion du vieillissement dans un rapport qui décrit l'organisation, la méthode et les résultats obtenus aux différentes étapes du programme de gestion du vieillissement de l'I&C, qui résume l'historique des données d'essai, et qui fournit des recommandations claires pour lancer des actions compensant les conséquences des processus de vieillissement.

Les preuves documentaires correspondant à toutes les exigences de la présente norme liées à la sûreté doivent être fournies.

La transmission de la démonstration de la gestion du vieillissement de l'I&C aux autorités de sûreté peut être exigée dans le cadre d'une certification, pour une revue de sûreté périodique, pour l'extension de la durée de vie de la tranche ou dans des cas particuliers de requalification périodique de matériel.

Une base de données documentée de l'information relative aux matériels d'I&C sélectionnés conformément aux exigences de 7.2 doit être maintenue. Il convient de coordonner les connaissances acquises sur les mécanismes de vieillissement et leurs effets dans cette base de données.

Annexe A **(informative)**

Recommandations sur la caractérisation des phénomènes de vieillissement de l'I&C et sur l'acquisition de données pour la gestion du vieillissement des composants d'I&C des centrales nucléaires

A.1 Exemples de facteurs de contrainte, de mécanismes de vieillissement et d'effets de vieillissement sur les différents composants d'I&C

Des exemples de facteurs de contrainte, de mécanismes de vieillissement, et d'effets de vieillissement sur les différents composants d'I&C sont ainsi qu'il suit.

- Un niveau d'humidité élevé qui peut augmenter le piquage et la corrosion des contacts.
- Un niveau d'humidité élevé qui peut accélérer l'usure des pièces tournantes non protégées par des joints ou une lubrification adaptés.
- Une exposition à l'humidité qui peut entraîner une détérioration de l'isolant des câbles.
- L'humidité qui peut entraîner une perte de l'intégrité diélectrique.
- Un niveau d'humidité élevé ou un contact direct avec de l'eau ou des produits chimiques qui peut entraîner la corrosion des structures non protégées.
- Les vibrations et les chocs mécaniques qui peuvent être à l'origine d'alignements ou de liaisons défectueux. Ils peuvent aussi entraîner la perte de l'intégrité de contacts électriques. De plus la fatigue des métaux constituant les composants des capteurs et l'écrouissage des câbles peuvent être les conséquences de vibrations et de chocs mécaniques. Les alignements défectueux peuvent accélérer l'usure des parties tournantes et entraîner une dégradation des contacts électriques amenant une dégradation par échauffement. L'endommagement ou le déplacement des connexions et de l'isolation électriques peut causer des problèmes de continuité et d'isolement électriques.
- Les opérations de maintenance répétées comprenant des retraits/réinsertions de cartes ou de composants électroniques (par exemple PROM ou CIs) peuvent endommager les connexions électriques en desserrant les connecteurs d'embrochage des cartes.
- Les rayonnements peuvent détruire les composants chimiques anti-oxydants contenus dans les matériaux d'isolement organiques et entraîner un effritement comparable à celui causé par les hautes températures.
- Les effets du rayonnement sur les fibres optiques et les composants électroniques lorsqu'ils sont situés dans des environnements hostiles.
- Le fonctionnement de composants électroniques avec une tension d'entrée supérieure à la valeur maximale spécifiée peut déclencher un mécanisme d'usure et réduire l'espérance de vie des composants.
- Des variations cycliques excessives de tension peuvent avoir pour conséquence des défaillances prématurées des capacités électrolytiques.
- Un niveau élevé de température peut entraîner une fragilisation des matériaux d'isolement organiques.
- Une augmentation de température accélère le mécanisme de vieillissement principal des capacités renfermant un électrolyte liquide.
- Un fonctionnement continu de certains composants électroniques (par exemple iodes, résistances) à des niveaux de température élevée peut amener le matériel à dépasser les tolérances ou les performances spécifiées, provoquant des dérives au niveau des circuits pouvant entraîner des défaillances liées à une usure prématurée.
- L'usure des composants à base de semi-conducteur est généralement associée à des mécanismes de défaillances tels que la migration métallique, les effets d'électrons chauds, les contacts bimétalliques, et la fatigue thermique. Jusqu'à récemment, le fait que

ces composants (transistors, circuits intégrés (CIs)) restaient opérationnellement stables pendant plusieurs dizaines d'années faisait l'objet d'un consensus. Cependant les CIs haute densité de dernière génération peuvent avoir des objectifs de durée de vie beaucoup plus courts. Cela peut avoir peu d'impact sur la plupart des produits de consommation mais il convient d'y porter une attention particulière pour les matériels d'I&C employés dans les centrales nucléaires pour les applications de sûreté (informatisée).

- Une sollicitation répétée des circuit électronique peut produire un pic local de température ainsi que d'IEM, endommageant plusieurs composants.

A.2 Données relatives à la gestion du vieillissement

A.2.1 Données de départ

Les données de départ fournissent un point de référence essentiel à la gestion du vieillissement. Elles décrivent les conditions qui prévalaient à l'installation et les capacités des composants et des systèmes qui les accueillait à l'origine. De plus, les données de départ correspondant à la surveillance des performances telles que les temps de réponse des capteurs de pression et de température sont très importantes.

Les données de départ sont rarement enregistrées d'une façon facilitant leur comparaison avec les données d'exploitation et de maintenance ou avec les résultats des tests de diagnostic. Il est habituellement nécessaire de compiler ces données dans un format adapté utilisant l'information provenant de différentes sources. Ces sources comprennent les spécifications de conception, les spécifications fournisseurs, les manuels techniques, les ordres d'achat, les rapports de qualification du matériel, les enregistrements des essais de recette, les rapports d'installation et de mise en service, les rapports d'essais et de mesures de performances et les rapports d'analyse de sûreté.

A.2.2 Rapports d'exploitation

Les rapports d'exploitation peuvent fournir les données historiques concernant les contraintes ayant affecté un composant au cours de sa durée de vie en service. Idéalement, les données, comprendront l'information relative aux conditions et aux transitoires de tranche, aux conditions d'ambiance, et les chiffres correspondant à l'utilisation et à la disponibilité. De la même façon que pour les données de départ, cette information est généralement disponible, mais elle n'est pas organisée de façon pratique pour l'analyse.

A.2.3 Rapports d'essais et de maintenance

Les rapports d'essais et de maintenance comprendront les rapports des activités de maintenance régulière, de défaillance et de réparation, de vérification d'étalonnage et de vérification fonctionnelle régulière et de mesure de temps de réponse. Pour un matériel numérique il peut aussi y avoir des données produites par des outils de diagnostic automatique.

Lorsqu'on utilise simultanément des modèles appropriés, les rapports d'essais et de maintenance peuvent être utilisés pour évaluer l'étendue de la dégradation relative au vieillissement et pour prédire les tendances futures.

A.2.4 Données non écrites

De façon idéale, les enregistrements de l'historique du matériel devraient contenir toutes les informations nécessaires à l'évaluation, mais ceci est rarement le cas dans la pratique. Le personnel de maintenance expérimenté qui assure le service du matériel peut connaître l'historique des tendances de comportement du matériel ou de l'environnement de fonctionnement. Ce sont des données de valeur, mais elles ne sont pas souvent enregistrées et elles sont facilement perdues. Des mesures doivent donc être prises pour retrouver et traiter cette information non écrite par des interviews ou d'autres techniques. Des rapports de

maintenances structurées devraient comprendre l'enregistrement de ces commentaires et de ces informations.

La majeure partie de l'information relative au plus vieux matériel d'I&C est détenue par des personnes qui ne seront bientôt plus disponibles du fait des départs en retraite ou pour d'autres raisons. La perte d'une partie importante de cette information est inévitable et il n'est pas réaliste de prétendre qu'elle peut être entièrement retranscrite par les individus avant leur départ. Dans ce cas, le personnel devrait être interviewé autant que possible pour obtenir les informations concernant

- les problèmes survenus récemment sur les matériels d'I&C et les causes possibles à l'origine de ceux-ci;
- l'anticipation des problèmes de performances et de disponibilité des matériels; et
- l'historique des problèmes d'une nature particulière dont la correction a été coûteuse.

Des méthodologies ont été développées pour collecter cette information. Généralement, celles-ci définissent une série structurée de questions à l'attention du personnel de la centrale. Il est important de noter que de telles interviews ne devraient pas être limitées au personnel de maintenance; les personnels d'exploitation et des services d'ingénierie sont aussi en possession d'informations et ont des points de vue intéressants.

A.2.5 Autres sources de données

Les évaluations du vieillissement ne devraient pas se limiter aux données locales. Il convient de rechercher les informations provenant d'autres sources, ceci comprenant les rapports des autres centrales, des autres services publics, et de programmes de recherche industriels génériques.

A.3 Essais et surveillance

Des exemples d'essais, de surveillance, de diagnostics ou d'activités de maintenances de l'I&C pour identifier les dégradations de performances dues au vieillissement et aux autres effets sont fournis ci-dessous.

A.3.1 Essai sur site

De nouvelles technologies d'essais et de surveillance, disponibles depuis peu, peuvent fournir des données intéressantes, utilisables au niveau de la gestion du vieillissement des matériels d'I&C (voir Annexes B et C). L'analyse automatique de tendance des données peut être réalisée en utilisant des systèmes numériques d'essai pour identifier toute dégradation de performance due aux effets du vieillissement ou à d'autres effets. De nouveaux outils d'analyse tels que les réseaux neuronaux, l'intelligence artificielle ou la reconnaissance de profile peuvent être maintenant mis en œuvre sur des matériels d'essai réalisés à base de PC pour analyser les données et interpréter les résultats, pour identifier des changements, même mineurs, de performance des matériels et alerter le personnel d'exploitation sur des problèmes significatifs ou sur un début de défaillance. Des exemples en sont: la vérification en ligne de l'étalonnage des chaînes d'instrumentation; les essais sur site des temps de réponse des sondes à température ou des thermocouples en utilisant la méthode d'essai ECBC (par échelon de courant par boucle de chauffage); mesure en ligne du temps de réponse des transmetteurs de pression en utilisant la technique d'analyse de bruit, essais sur site des câbles et des connecteurs; détection en ligne des goulots d'étranglement et des vides dans les lignes d'impulsion; essais à distance de la fixation des capteurs de température et des capteurs de contraintes. L'Annexe B fournit sur le sujet plus d'information.

A.3.2 Surveillance des conditions

Plusieurs industries ont manifesté des marques d'intérêt pour la surveillance des conditions et en particulier l'industrie électronucléaire. Des techniques récentes de maintenance préventive ont fourni des outils présentant un bon rapport qualité/prix tels que les systèmes d'acquisition

et d'analyse de données basés sur l'utilisation de PC pour aider à la surveillance des performances des matériels, périodiquement ou de façon continue, lorsque la centrale fonctionne. Ceci peut aider à justifier que les matériels fonctionnent sans essai de vérification périodique direct sur les équipements jusqu'à ce qu'un mauvais fonctionnement soit détecté ou que la dégradation du matériel ait dépassé un seuil. La surveillance en ligne de la dérive des capteurs de débit, de niveau et de pression est un exemple réussi de l'application de la surveillance des conditions. Grâce à la surveillance en ligne les capteurs qui dérivent au delà de limites acceptables sont identifiés. Ces capteurs sont alors étalonnés et ceux qui n'avaient pas dérivé ne le sont pas ou le sont moins fréquemment. Ceci aide à optimiser la fréquence d'étalonnage des capteurs de pression et peut être étendu à d'autres instruments du procédé. Cela peut couvrir non seulement des capteurs mais aussi le reste des chaînes d'instrumentation.

A.3.3 Surveillance d'ambiance

La surveillance de la température, des rayonnements, de l'humidité et des autres conditions d'ambiance auxquelles les matériels d'I&C sont exposés peut être utilisée dans le cadre de la gestion du vieillissement et de l'extension de durée de vie. La durée de vie utile des matériels est habituellement spécifiée par les fournisseurs par rapport aux conditions auxquelles il est prévu que les matériels soient exposés en fonctionnement normal. Si le matériel est utilisé dans un environnement plus hostile, sa durée de vie peut en être réduite suivant l'intensité de ces conditions d'ambiance. Les preuves de la mise en œuvre d'une telle surveillance peuvent être utilisées pour allonger la période de fonctionnement autorisée du matériel d'I&C. Cependant, si le matériel est utilisé dans un environnement moins hostile, alors la durée de vie prévue est généralement plus longue que la durée de vie spécifiée par le fournisseur.

Annexe B (informative)

Exemples de pratiques de gestion du vieillissement pour des composants sélectionnés d'I&C utilisés dans les centrales nucléaires

La base de cette annexe est un rapport technique de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique sur la gestion du vieillissement du matériel d'I&C des centrales nucléaires de puissance: TECDOC-1147 (juin 2000). Le rapport retient un certain nombre de composants d'I&C clefs pour lesquels la gestion du vieillissement est importante. Il fournit un certain nombre d'exemples de mesures qui peuvent être prises pour gérer le vieillissement de ces composants. Un résumé de ce rapport est fourni dans cette annexe en plus d'informations complémentaires concernant la gestion du vieillissement du matériel d'I&C dans les centrales nucléaires de puissance.

B.1 Gestion du vieillissement des composants électroniques et électriques

B.1.1 Effets liés au vieillissement

Les changements cycliques de température ainsi que les températures élevées sont les causes principales de vieillissement des composants électroniques et des circuits. Les fournisseurs utilisent leurs effets pour accélérer le vieillissement et ainsi forcer l'élimination des défaillances de jeunesse de ces éléments avant livraison. Le modèle de la courbe en baignoire largement utilisé pour les taux de défaillance des composants électroniques (voir la Figure B.1) traduit le concept des trois périodes de la vie opérationnelle des composants:

- mortalité infantile (« rodage »);
- utilisation normale; et
- fin de vie (« usure »).

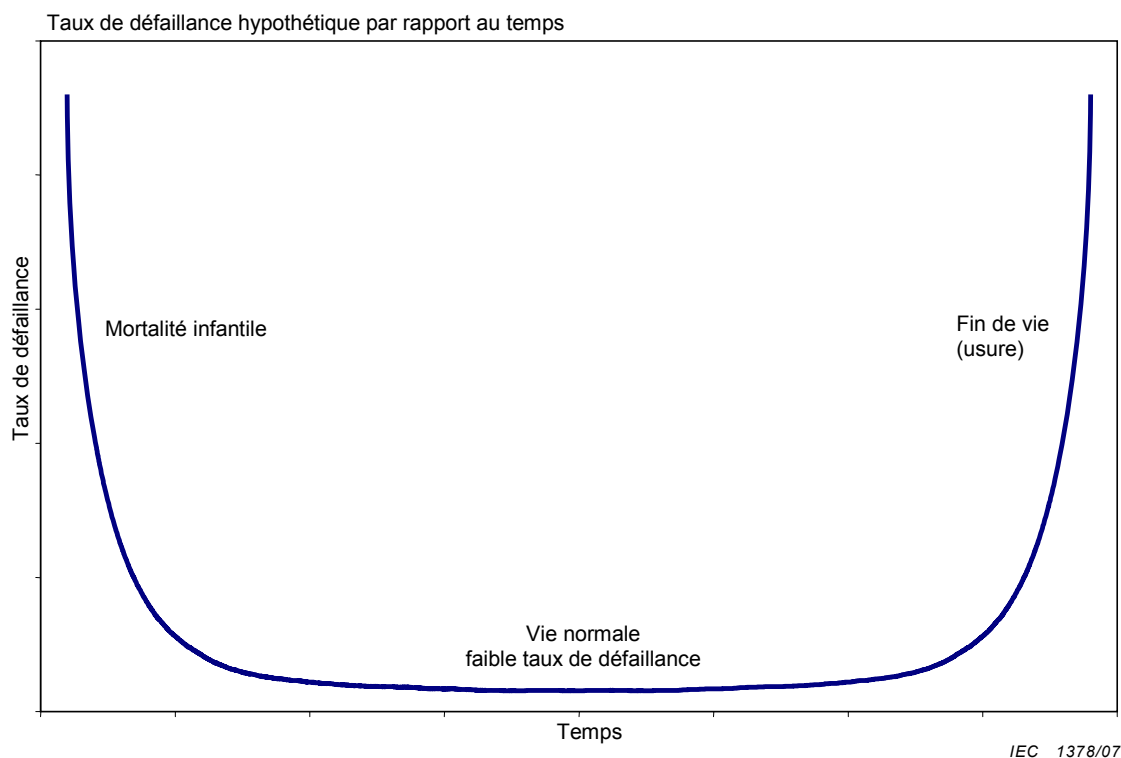


Figure B.1 – Modèle de la courbe en baignoire pour les taux de défaillance des composants électroniques

La période initiale est souvent utilisée par les fabricants pour les essais, pour assurer la livraison de composants fiables. Sinon ces défaillances seraient apparues durant les phases de mise en service ou lors des premières périodes de fonctionnements. Les deux dernières phases de fonctionnement intéressent directement le vieillissement. La pertinence des modèles et des paramètres relatifs à la fiabilité des composants électroniques est reconnue pour le fonctionnement normal. Cependant il n'y a pas de modèle équivalent pour la période de fin de vie. En effet comme on sait que la longueur des durées de vie varie de façon importante pour les mêmes composants utilisés dans des applications comparables, un tel modèle ne peut qu'être propre à une application. Des modèles empiriques permettant d'estimer la fin de durée de vie peuvent être développés, si on possède suffisamment de données historiques concernant les performances et les conditions de fonctionnement du matériel particulier à l'étude.

Il y a aussi un certain nombre de mécanismes particuliers propres aux composants électroniques qui devraient être pris en considération lors du développement de la stratégie de gestion du vieillissement:

- surtensions;
- nombre d'arrêts/démarrages; et
- décharges électrostatiques.

Les paragraphes suivants décrivent les procédures de gestion du vieillissement d'un certain nombre de composants électroniques. Cependant, avant de considérer les éléments individuels, il est important de noter qu'une conception initiale de moindre qualité peut avoir des conséquences énormes au niveau du vieillissement des composants. Des exemples d'erreurs de conception peuvent inclure

- mauvais choix des matériaux de contact utilisés pour les interrupteurs rotatifs, qui sont manœuvrés peu souvent – les contacts peuvent s'oxyder et ne plus fonctionner correctement;
- mauvais choix des matériaux de contact pour les relais où des courants faibles peuvent constituer des concrétions d'oxyde sur les contacts ayant pour conséquence une augmentation de la résistance pouvant entraîner une défaillance;
- spécification inappropriée des niveaux de puissance des composants actifs et passifs; et
- mauvais refroidissement ou ventilation des locaux électriques.

B.1.2 Gestion du vieillissement des condensateurs électrolytiques

Le principal mécanisme de vieillissement pour les condensateurs contenant de l'électrolyte liquide est la perte de celle-ci par les joints des bouchons d'extrémité. Ceci est particulièrement un problème pour les joints caoutchoutés pour lesquels la dégradation du caoutchouc occasionne des fuites d'électrolyte. A une température de 20 °C ce processus peut prendre une dizaine d'années pour des condensateurs électrolytiques classiques, mais la vitesse du processus peut s'accélérer avec une augmentation de la température. L'augmentation de l'utilisation des joints en nouveaux matériaux tend à diminuer l'étendue du problème, mais cependant beaucoup de vieux composants restent en service et peuvent être sujets à ce genre de défaillance.

La perte d'électrolyte augmente la résistance en série équivalente (ESR) et diminue la capacité. Finalement, le condensateur sera sujet à une défaillance de type ouverture ou à un court-circuit. La défaillance peut être catastrophique et ses conséquences dépendront de la fonction remplie par le condensateur dans le circuit. La résistance en série équivalente augmente, et est augmentée par la température interne ce qui peut entraîner un dégagement thermique et au final la destruction du composant.

Si une fuite d'électrolyte survient, il convient de remplacer le condensateur immédiatement. Différentes mesures peuvent être prises pour se protéger des conséquences de la perte d'électrolyte:

- remplacement périodique;
- remplacement de tous les composants similaires lorsque la première fuite est détectée;
- utilisation de composants dimensionnés pour une température plus élevée que la température de fonctionnement nécessaire;
- surveillance/essais périodiques des composants et des pièces de rechange; courant de fuite, valeur de la capacité, résistance en série équivalente et facteur de puissance. Ceci peut comprendre des essais d'endurance sur des échantillons à la température et tension nominales;
- mesure de la température du composant; et
- mesures de l'ondulation résiduelle de l'intensité de l'alimentation de puissance.

La vie sur étagère des condensateurs électrolytiques est limitée et des composants neufs devraient être utilisés si possible.

B.1.3 Gestion du vieillissement des fusibles

Lorsqu'un circuit est mis sous tension, le transitoire de courant initial peut être 3 ou 4 fois supérieur au courant nominal. Des fusibles à fusion différée ne fondront pas lors d'un transitoire aussi court mais il peut y avoir une perte du matériau constituant le fusible par vaporisation. La perte progressive du matériau constituant le fusible réduira la valeur nominale du fusible et peut entraîner ultérieurement des défaillances intempestives.

Comme la durée de vie du composant est liée au nombre de démarrage, la seule technique valable de gestion du vieillissement est la maintenance préventive. Cette maintenance préventive peut être conditionnelle, le remplacement de tous les fusibles sur un ensemble de matériels lors de la première défaillance intempestive de fusible.

Une erreur classique consiste à augmenter la valeur nominale des fusibles lorsqu'une défaillance aléatoire survient. La défaillance peut en fait être liée à l'âge et l'augmentation de la valeur nominale du fusible réduira la protection assurée par ce fusible. Ce genre de pratique doit être évitée.

B.1.4 Gestion du vieillissement des relais

Il y a trois types de sous composants qui dans un relais standard sont sensibles au vieillissement:

- la bobine du relais;
- les contacts du relais; et
- les composants auxiliaires tels que les écarteurs de contacts, les broches, les fiches femelle, les systèmes de retard.

Le vieillissement des bobines de relais est le problème principal pour les relais qui sont sous tension de façon continue. Un excès de chaleur peut se produire au niveau de la bobine ou des composants associés, grillant la bobine ou endommageant les autres composants du relais ou ceux contigus, (par exemple craquement chimique des vernis entraînant une contamination des contacts ou modification des dimensions du composant). Pour les relais retard pneumatiques, la chaleur peut entraîner la fragilisation des diaphragmes qui cause une dérive du point de consigne.

Les contacts des relais peuvent vieillir principalement du fait de quatre mécanismes:

- oxydation des contacts sur les contacts à ouverture, ou sur les contacts pour lesquels le matériau spécifié est inapproprié pour le courant de service effectif. Ceci peut être un problème pour les courants forts et les courants faibles;
- collage des contacts ou érosion dû à un courant trop élevé (des basculements de charges inductives peuvent en être à l'origine);

- agression chimique, par exemple due à l'utilisation dans le relais de composants en caoutchouc à forte teneur en soufre. Les composants auxiliaires internes peuvent se déformer suite à des agressions chimiques ou thermiques; et
- contact du relais dans des cycles de charge basse (logique).

On ne soulignera jamais trop l'importance d'une bonne conception initiale. Ceci devrait comprendre un contrôle approprié de l'environnement d'ambiance des systèmes de relaying. Un système composé d'un grand nombre de relais habituellement sous tension produira beaucoup de chaleur, et celle-ci devrait être évacuée pour empêcher une montée excessive de température.

L'inspection et les essais de lots de relais devraient être réalisés dans le cadre de la gestion du vieillissement pour garantir que les défauts de fabrication sont éliminés avant la mise en service des composants. Durant le fonctionnement en service, des inspections visuelles devraient être réalisées périodiquement pour identifier toute détérioration chimique ou dégradation de composants ou de contacts. Un nettoyage régulier des contacts du relais devrait aussi être réalisé lorsqu'on est dans des configurations particulières.

D'autres procédures existent sur site pour les tests des relais et peuvent être utilisées dans le cadre de la gestion du vieillissement. Par exemple, l'analyse de la signature thermique, la mesure de la résistance de contact, ou l'évaluation du comportement dynamique (par exemple le temps de réponse).

La plupart des relais sont calibrés pour un certain nombre de fonctions et leur durée de vie dépendra de l'utilisation faite du relais. Les relais qui fonctionnent de façon répétitive ou qui sont sous tension durant l'exploitation de la centrale (par exemple les relais analogiques de multiplexage) devraient être remplacés périodiquement.

B.2 Gestion du vieillissement des capteurs de température et de pression

B.2.1 Effets liés au vieillissement

Le vieillissement affecte à la fois les états stabilisés (étalonnage) et les performances dynamiques (temps de réponse) des capteurs. Par exemple, les joints des sondes à température et des thermocouples peuvent lâcher (dessèchement, rétraction ou fissure) et laisser entrer l'humidité dans le capteur réduisant ainsi la résistance d'isolement. La faible résistance d'isolement peut entraîner des erreurs de mesure de température. L'erreur dépendra souvent de la température, car la résistance d'isolement peut varier de façon importante avec la température. L'humidité dans les capteurs de température peut être à l'origine de bruit en sortie de capteur, dont l'amplitude dépend de la température et de la quantité d'humidité dans le capteur. Pour des sondes et des thermocouples montés sur des doigts de gant, la dégradation du temps de réponse est un problème important. L'expérience a montré que ces capteurs peuvent perdre le contact mécanique avec le doigt de gant lorsqu'ils vieillissent et que leur temps de réponse augmente de façon significative du fait de la lame d'air qui peut apparaître à l'interface capteur/doigt de gant. De plus l'exposition à long terme aux conditions d'exploitation peut altérer le temps de réponse des capteurs.

L'étalonnage des capteurs de pression peut varier suivant l'âge du fait de la chaleur, de l'humidité et des effets liés à d'autres conditions de fonctionnement. Si ces contraintes entraînent la défaillance des matériaux constituant les joints des transmetteurs (qui protègent les transmetteurs de l'environnement) et que l'humidité entre dans le corps du transmetteur, cela peut entraîner une dérive de l'étalonnage et aussi produire du bruit haute fréquence sur la sortie du transmetteur. A la longue, ce problème peut rendre le transmetteur non opérationnel et non fiable. Le Tableau B.1 fournit la liste des effets du vieillissement et de leurs conséquences sur les performances des transmetteurs de pression employés dans les centrales nucléaires.

Tableau B.1 – Effets possibles du vieillissement sur les performances des transmetteurs employés dans les centrales nucléaires

Dégradation	Cause	Performance dégradée	
		Étalonnage	Temps de réponse
Perte partielle ou totale du fluide de remplissage	<ul style="list-style-type: none"> – Défauts de fabrication – Haute pression 	√	√
Modification de la viscosité du fluide de remplissage	Rayonnements et chaleur		√
Usure, friction et collage des liaisons mécaniques (particulièrement pour les transmetteurs à équilibre de forces)	<ul style="list-style-type: none"> – Pics et variations de pression – Corrosion et oxydation 		√
Défaut d'étanchéité des joints permettant à l'humidité de pénétrer dans les transmetteurs électroniques	Fragilisation craquellement des joints dus aux rayonnements et à la chaleur	√	
Intrusion du liquide procédé dans le corps contenant le liquide de remplissage entraînant des modifications de la température du capteur de la viscosité du fluide, etc.	<ul style="list-style-type: none"> – Défaut d'étanchéité des joints – Défaut de fabrication – Dégradation des parties sensibles 	√	√
Changement des valeurs caractéristiques des composants électroniques	<ul style="list-style-type: none"> – Chaleur, rayonnements, humidité – Variations de la tension d'alimentation – Maintenance 	√	
Changement des caractéristiques des ressorts des soufflets et des diaphragmes	<ul style="list-style-type: none"> – Fatigue mécanique – Variation cyclique de la pression 	√	√

L'encrassement des lignes d'impulsion transmettant le signal de pression du procédé au transmetteur est une autre cause de problèmes de performance pour les transmetteurs de pression employés dans les centrales nucléaires. Généralement, la longueur des lignes d'impulsion varie de 30 m à 300 m. Ces lignes peuvent être partiellement ou totalement bouchées du fait de dépôt, de la solidification de bore ou d'autres débris véhiculés par le liquide de refroidissement du réacteur et ceci peut être à l'origine de performances dynamiques dégradées pour les systèmes de mesure de pression. Les problèmes peuvent être détectés tranche en fonctionnement, par la technique d'analyse de bruit telle que celle décrite dans l'Annexe C. La présence d'air peut aussi être détectée dans les lignes d'impulsion en utilisant la technique d'analyse de bruit. Bien que l'air puisse normalement se dissoudre dans l'eau du réacteur à haute pression, l'expérience a néanmoins montré qu'il subsiste de l'air dans les lignes d'impulsion des transmetteurs des centrales nucléaires. Ces bulles d'air sont la cause d'erreurs et de problèmes de temps de réponse.

B.2.2 Méthodes de gestion du vieillissement

Les performances des capteurs de température et de pression des centrales sont principalement dépendantes de la précision de leur étalonnage et de leur temps de réponse. Ainsi la gestion du vieillissement des capteurs de température et de pression correspond aux étalonnages et aux essais de temps de réponse périodiques.

Il convient, dans le cadre de la gestion des effets du vieillissement sur le temps réponse, d'utiliser des méthodes d'essais sur site telles que la méthode d'essai ECBC et la méthode d'analyse de bruit. Ces méthodes sont décrites dans l'annexe C. On trouve aussi dans l'Annexe C de nouvelles méthodes de surveillance en ligne de l'étalonnage des transmetteurs de pression ou de l'étalonnage des sondes à température, etc.

B.3 Gestion du vieillissement des détecteurs neutroniques

Un certain nombre d'options peuvent être choisies dans le cadre de la gestion du vieillissement des détecteurs neutroniques. Parmi celles-ci, la maintenance préventive systématique, la maintenance préventive conditionnelle, la maintenance prédictive, la maintenance sur panne. Chaque option présente des avantages et des inconvénients.

Dans le cadre d'une maintenance systématique préventive, les détecteurs neutroniques ex-core sont changés à chaque arrêt de tranche (par exemple tous les 18 mois), ceci est très simple mais aussi très coûteux. Avec cette approche on n'observera jamais les effets significatifs du vieillissement.

En cas de maintenance préventive conditionnelle, les conditions d'intervention sont définies par des critères relatifs aux courbes de réponse des capteurs. Ainsi le personnel de maintenance doit vérifier en exploitation les courbes de réponse et mesurer et/ou calculer différents paramètres. Ces paramètres sont comparés aux critères d'acceptabilité et la maintenance est faite en fonction des résultats. Cette maintenance est faite durant les arrêts de tranche.

La maintenance prédictive des systèmes d'instrumentation nucléaires comprend

- a) les essais de temps de réponse réalisés sur site par la technique de l'analyse de bruit;
- b) la caractérisation d'évolution des tendances des dérives d'étalonnage;
- c) la caractérisation d'évolution des tendances des paramètres de performances dynamiques du bruit en sortie des capteurs, tels que la moyenne, la variance, le biais, et le kurtosis des données relatives au bruit en sortie de capteur, ainsi que les rapports des valeurs positives et négatives des descripteurs de bruit; et,
- d) les essais des câbles et connecteurs des détecteurs.

C'est l'approche la plus efficace de la gestion du vieillissement des détecteurs neutroniques dans les centrales nucléaires.

La maintenance sur panne attend la défaillance du capteur, ce qui peut nécessiter d'attendre l'arrêt de tranche pour changer le capteur et peut donc se faire au détriment de la disponibilité du réacteur.

B.4 Gestion du vieillissement des câbles et des connecteurs

B.4.1 Effets liés au vieillissement

Des travaux de recherche et de développement (R&D) ont été menés pour caractériser les mécanismes de vieillissement et pour développer des techniques de surveillance et d'essai utilisables dans les centrales nucléaires. La R&D a mis au point divers ensembles de techniques d'évaluation de l'état, de la condition des câbles. Ceci comprend des essais chimiques portant sur la composition des isolants, des essais mécaniques relatifs à la ductilité de l'isolant et des mesures électriques à réaliser sur l'âme du câble et sur son matériau isolant. Les principales contraintes de vieillissement pour les câbles sont:

- une température ambiante élevée ou de l'humidité;
- des contraintes mécaniques s'appliquant cycliquement;
- l'exposition aux rayonnements; et
- l'exposition au vapeur d'acide borique.

Pour toutes ces contraintes, la contrainte de tension de l'isolant s'est révélée être le facteur limitant dans chaque cas.

Lorsque l'on considère des câbles de détecteurs neutroniques, il est important de noter les points suivants (câble à isolant minéral):

- les exigences relatives à la résistance d'isolement et au blindage sont plus élevées pour les détecteurs neutroniques que pour les thermocouples ou les sondes à températures;
- le mécanisme de défaillance le plus courant des câbles à isolant minéral sous gaine métallique est l'entrée d'humidité provoquée par la corrosion ou un endommagement mécanique. L'essai le plus simple pour surveiller ceci est la mesure de résistance de l'isolement. Il convient de noter que la mesure de résistance d'isolement sur des câbles à isolant minéral ne devrait pas être réalisée à une tension élevée, généralement 100 V devrait être le maximum sur les câbles froids;
- les connecteurs des câbles à isolant minéral sont particulièrement vulnérables et sujets à endommagement car ils sont eux-mêmes fragiles car ils assurent l'étanchéité avec le câble;
- on devrait éviter de manipuler les connecteurs en ligne, car l'étanchéité du câble peut être remise en cause et il peut être difficile de restaurer un joint étanche. Il convient que cet inconvénient soit comparé aux avantages présentés par les essais réguliers des câbles dans le cadre de la maintenance prédictive; et
- les câbles à isolant minéral des détecteurs peuvent avoir une couverture d'isolation pour les protéger des mises à la terre. Si celle-ci est endommagée, le niveau d'interférence pourrait être augmenté.

Pour détecter la présence d'humidité dans les sondes à température ou dans les thermocouples et pour diagnostiquer des problèmes dans les circuits, il convient de mesurer, la résistance d'isolement, la résistance de boucle, la capacité et l'inductance, et de les comparer avec des données de départ ou des données provenant d'autres capteurs. De plus la méthode d'essai ECBC peut être utilisée pour déterminer s'il y a de l'humidité à l'intérieur de capteur de température et pour séparer les problèmes de câble des problèmes de capteur. Le test des câbles d'extension des capteurs et de leurs connecteurs devrait être couvert par les programmes de gestion du vieillissement des capteurs de pression et de température. La technique de réflectométrie du domaine temporel devrait faire partie de tous les programmes de gestion du vieillissement des câbles et connecteurs.

Le Tableau B.2 fournit la liste des technologies relatives à la gestion du vieillissement pour les capteurs des centrales nucléaires. Ce tableau comprend les méthodes de gestion du vieillissement utilisables pour les détecteurs neutroniques. L'expérience a montré que le temps de réponse des détecteurs neutroniques augmente en fonction du vieillissement. Ainsi, le temps de réponse des capteurs neutroniques devrait être mesuré dans le cadre de la surveillance des effets du vieillissement. Les mesures de temps de réponse peuvent être faites en utilisant la technique d'analyse de bruit de la même façon que pour les transmetteurs de pression.

B.4.2 Gestion du vieillissement des câbles

Il y a principalement deux méthodes.

- a) Le test de la durée de vie réelle. Ceci comprend l'installation d'échantillons de câbles de rechange dans des tranches en fonctionnement de telle façon que ceux-ci puissent être retirés et testés. Pour cela, les câbles témoins sont mis dans un emplacement pour câbles près du réacteur ou près des générateurs de vapeur et ils sont vieillis par le fonctionnement de la tranche. Les câbles sont alors retirés et testés en utilisant les méthodes dont la liste est fournie ci-après.
- b) Le test de câbles existants en utilisant des méthodes sur site et d'autres moyens.

Il y a beaucoup de méthodes pour tester les câbles dans le cadre de la gestion du vieillissement. A savoir:

- inspection visuelle et mesure des fissures ou de la progression des fissures, du changement de couleur, etc.;

- essai de dureté de l'isolant. Ceci peut seulement être fait sur des portions particulières du câble et il peut y avoir ailleurs des points chauds;
- analyse chimique de l'isolant;
- essais d'isolement électrique;
- mesures des forces de tension;
- mesures d'élongation avant rupture;
- mesures de perte diélectrique basse fréquence ou avec une fréquence de balayage;
- essais TDR;
- mesures de l'impédance en courant continu et alternatif.

Tableau B.2 – Méthodes d'essai pour vérifier les performances des capteurs et surveiller leur vieillissement

Capteur	Indicateur de performance	Méthode de test
Sonde à température	<ul style="list-style-type: none"> – Précision/stabilité de l'étalonnage – Temps de réponse et indicateur d'auto échauffement – Paramètres électriques 	<ul style="list-style-type: none"> – Etalonnage croisé – Essai ECBC – Résistance d'isolement, résistance en boucle, capacité – Mesures d'auto échauffement
I&C câbles/connecteurs	<ul style="list-style-type: none"> – Caractéristiques de l'âme des câbles – Matériaux d'isolement et de gainage des câbles 	<ul style="list-style-type: none"> – Essais TDR et ECBC – TDR, résistance en courant continu, impédance en courant alternatif, ductilité, analyse chimique – Mesures d'inductance (L), de capacité (C), et de résistance (R) ou essai LCR
Pression, niveau et débit	<ul style="list-style-type: none"> – Précision/stabilité de l'étalonnage – Temps de réponse 	<ul style="list-style-type: none"> – Vérification de l'étalonnage en ligne – Analyse de bruit et essai par interruption d'alimentation
Ligne d'impulsion de pression/ligne d'instrumentation	<ul style="list-style-type: none"> – Bouchages, vides, fuites – Précision/stabilité de l'étalonnage 	<ul style="list-style-type: none"> – Analyse de bruit – Vérification de l'étalonnage en ligne, détermination des tendances d'évolution, modélisation empirique et physique, réseaux neuronaux
Détecteurs neutroniques	<ul style="list-style-type: none"> – Précision/stabilité de l'étalonnage – Temps de réponse – Câbles et connecteurs – Descripteurs dynamiques du bruit de sortie du détecteur (moyenne, variance, biais, kurtosis) 	<ul style="list-style-type: none"> – Calculs calorimétriques et étalonnages conventionnels avec une source – Analyse de bruit – Mesures TDR, de l'impédance en courant continu et alternatif
Thermocouples	<ul style="list-style-type: none"> – Précision/stabilité de l'étalonnage – Temps de réponse – Non-homogénéité, parasitage des jonctions, connexions inversées – Câbles et connecteurs – Descripteurs dynamiques du bruit de sortie du détecteur (moyenne, variance, biais, kurtosis et rapports de ces descripteurs) 	<ul style="list-style-type: none"> – Etalonnage croisé – Echelon de courant par boucle de chauffage, et analyse de bruit – Essais TDR et ECBC, essais de résistance d'isolement, essais de résistance en boucle – Essais TDR, Essais TDR et ECBC, mesures de l'impédance en courant continu et en courant alternatif

La plupart de ces mesures nécessitent des données d'origine pour pouvoir comparer et interpréter. Ainsi, des bases de données de caractéristiques de câbles doivent être développées et les essais des câbles doivent être répétés périodiquement pour identifier toute modification significative par rapport aux données d'origine, les caractéristiques de câbles situés dans des installations comparables peuvent être utilisées.

B.4.3 Gestion du vieillissement des connecteurs

Les principaux mécanismes de vieillissement affectant les connecteurs sont l'usure mécanique et l'oxydation des contacts. L'usure mécanique est entraînée par les branchements/débranchements des connecteurs.

L'usure mécanique et l'oxydation mènent toutes deux à l'augmentation de l'impédance du contact qui peut varier de quelques ohms à celle d'un circuit complètement ouvert. La conséquence de cela dépendra du type d'emploi du connecteur dans le circuit. Dans un circuit interrupteur une petite augmentation de la résistance peut être tolérée. Alors que dans un circuit analogique (par de traitement de signaux de niveau bas), une petite augmentation de la résistance peut avoir des conséquences majeures.

Il convient autant que possible de ne pas toucher aux connecteurs. Les branchements et débranchements répétés entraînent l'usure mécanique. Ceci est particulièrement important pour les borniers de cartes de circuits imprimés.

Il convient de chauffer les connecteurs pour les sécher afin de favoriser l'élimination des défaillances dues à l'humidité. L'entreposage des pièces de rechange sous atmosphère inerte (azote) est recommandé. La scrutation thermographique des connecteurs en fonctionnement peut être réalisée pour fournir une indication des points de résistance importante ce qui peut être un signe avant coureur d'une défaillance.

Le retour d'expérience concernant les essais TRD ou ECBC sur les sondes à température, les thermocouples ou les détecteurs neutroniques a montré que ces techniques peuvent aussi révéler les problèmes de connecteur, particulièrement si des données d'origine sont disponibles pour faire des comparaisons.

B.5 Application aux conditions de fonctionnement normal et post accidentelles

Les méthodes identifiées ici ont pour objectif de garantir le fonctionnement correct des matériels d'I&C non seulement en fonctionnement normal, mais aussi en conditions post accidentelles. Par exemple les câbles d'I&C (tout comme les câbles de puissance) doivent réaliser leur fonctions correctement à n'importe quel moment et particulièrement pendant et après les accidents. Les moyens relatifs à la gestion du vieillissement décrits ici fourniront l'assurance d'un service fiable en conditions postaccidentelles.

Annexe C (informative)

Exemples de techniques de surveillance et d'essai pour gérer le vieillissement de l'I&C

C.1 Vérification de l'étalonnage en ligne

Suivant les procédures actuelles, des centaines d'appareils sont étalonnés manuellement, généralement une fois par cycle combustible. Les résultats de ces étalonnages considérés sur 30 ans montrent que la majorité de ces appareils ne dérive pas hors tolérance entre deux arrêts pour rechargement et donc que leur étalonnage n'est pas nécessaire. De ce fait, l'industrie nucléaire a essayé d'augmenter les intervalles de temps entre étalonnages à l'aide de la surveillance en ligne des dérives. Cette activité suppose l'enregistrement et l'analyse des sorties stabilisées des appareils lorsque l'installation fonctionne pour identifier les dérives et autres anomalies sur les sorties des appareils. Pour les appareils redondants, ceci est réalisé en comparant les informations lues sur ceux-ci pour faire la distinction entre la dérive due au procédé et celle liée à l'appareil. Dans ce cadre les techniques de moyenne (moyenne simple, moyenne pondérée, « parity space », etc.) sont utilisées pour estimer la valeur des paramètres traités. Pour les appareils non redondants, des modélisations empiriques du procédé utilisant des réseaux neuronaux et des principes de reconnaissance de modèles ou d'autres techniques telles que la modélisation physique sont utilisées pour simuler le procédé. Ces estimations sont mises à jour fréquemment et comparées aux sorties des appareils correspondants pour détecter toute dérive de sortie d'appareil.

C.2 Détection en ligne de l'encrassement des venturis

En plus de la vérification en ligne de l'étalonnage des chaînes d'instrumentation de procédé, des techniques de modélisation empirique du procédé, de reconnaissance de modèle et de réseaux neuronaux peuvent fournir des outils efficaces de détection en ligne des problèmes de performances des appareils individuels de la centrale. Par exemple, les venturis de mesure de débit peuvent s'encrasser et on peut obtenir des indications de débit erronées. Ceci a des implications à la fois économiques et de sûreté. Jusqu'à récemment, on ne possédait pas de moyens efficaces de surveillance de l'encrassement des venturis. Dans certaines centrales, de nouveaux capteurs à ultrasons sont installés pour surveiller de façon indépendante le débit et détecter les écarts sur les capteurs venturis; là les capteurs ultrasons sont utilisés comme un moyen de détection de l'encrassement des venturis. Bien que le coût des capteurs ultrasons soit élevé, jusqu'à un million de dollars, de nombreuses centrales ont déjà installé de ces capteurs du fait de l'importance de la mesure précise des débits. Une autre façon de surveiller l'encrassement des venturis est d'utiliser des techniques de modélisation pour estimer le débit et comparer les résultats avec l'indication du venturi de mesure de débit pour connaître l'encrassement de celui-ci.

C.3 Essai de temps de réponse des transmetteurs de pression réalisé sur site

La précision et le temps de réponse sont deux des indicateurs les plus importants des performances des transmetteurs de pression. Des méthodes en ligne ont ainsi été développées pour surveiller l'étalonnage et le temps de réponse des transmetteurs de pression. La technologie d'étalonnage en ligne a déjà été évoquée précédemment. Pour la mesure en ligne des temps de réponse des transmetteurs de pression, on utilise la technique d'analyse de bruit. Cette méthode repose sur l'enregistrement du bruit aléatoire existant naturellement en sortie de la plupart des capteurs de procédé lorsque l'installation est en fonctionnement. Le bruit peut être analysé dans le domaine des fréquences et/ou dans le domaine temporel pour évaluer le temps de réponse du transmetteur. Cette méthode a été validée pour la mesure du temps de réponse des transmetteurs de pression, de niveau et de débit.

Pour les essais de temps de réponse des transmetteurs de pression à équilibre de forces réalisés sur site, on dispose, en plus de la technique d'analyse de bruit, d'une méthode appelée essai par coupure d'alimentation qui est validée. Les détails concernant ces techniques et d'autres ont été donnés dans de nombreuses publications en particulier dans le rapport technique IAEA TECDOC-1147.

C.4 Détection en ligne du bouchage des lignes d'impulsion

Les lignes d'impulsion sont des tuyaux de faible diamètre qui transmettent le signal de pression du procédé aux capteurs. Généralement, leur longueur varie entre 30 m et 300 m, suivant le type de service assuré dans la centrale, il y a souvent des vannes d'isolement, des vannes primaires, des dispositifs autobloquants ou d'autres éléments sur une ligne d'impulsion. Le mauvais fonctionnement d'une vanne ou de tout autre élément de la ligne d'impulsion peut entraîner un bouchage partiel ou complet de celle-ci. De plus, et ce qui est même plus important, les lignes d'impulsion peuvent s'encrasser du fait de boue, de dépôt que l'on trouve souvent dans les systèmes de refroidissement des réacteurs. L'encrassement des lignes d'instrumentation peut produire des retards au niveau des mesures de variation de pression, de niveau ou de débit du procédé. Sur certaines tranches, le bouchage des lignes d'instrumentation dû aux dépôts ou à des problèmes de vannes a fait passer le temps de réponse des systèmes de mesure de pression de 0,1 s à 5 s. Ce problème peut être identifié lorsque la centrale est en fonctionnement en utilisant la technique d'analyse de bruit.

C.5 Etalonnage croisé des sondes à température et des thermocouples

Les sondes à température et les thermocouples redondants peuvent être étalonnés sur le site en conditions isothermes, en utilisant la technique d'étalonnage croisé. Pour cela on met en œuvre un système d'acquisition multicanal pour enregistrer rapidement les indications de température des sondes et des thermocouples redondants pendant les phases d'évolution linéaires en cours de démarrage ou d'arrêt ou bien lors de palier de température. Ces températures sont alors moyennées et l'écart de chaque sonde ou thermocouple de la moyenne de l'ensemble des sondes (en excluant toutes celles hors tolérance) est calculé. Une fois les sondes hors tolérance identifiées, leurs données sont exclues et les données sont corrigées en fonction des fluctuations de température de la tranche et des différences de température entre boucles ou entre les branches chaudes et les branches froides. Après avoir mis en œuvre ces corrections, on estime une nouvelle température moyenne pour les sondes et les écarts des sondes et des thermocouples sont à nouveau calculés à partir de cette moyenne.

Les essais d'étalonnage croisé sont souvent réalisés à plusieurs niveaux de température pendant les phases de démarrage ou d'arrêt de la tranche. Avec cette approche, si une sonde est hors tolérance, une nouvelle table d'étalonnage peut être produite pour cette sonde en utilisant les données d'étalonnage croisé correspondant à au moins trois températures différentes. De même si des écarts importants apparaissent pour les thermocouples, ils peuvent être ajustés pour fournir des indications cohérentes à celles des autres et à celles des sondes.

Les données d'étalonnage croisé des sondes et des thermocouples peuvent être récupérées sur les calculateurs de tranche ou un système d'acquisition de données dédié peut être utilisé pour acquérir les données nécessaires à l'essai d'étalonnage croisé. Lorsque les données sont fournies par le calculateur de tranche ou acquises par un système dédié d'acquisition de données, les résultats des vérifications d'étalonnage des capteurs de température devraient normalement être les mêmes.

C.6 Essais de temps de réponse des sondes à température et des thermocouples

Le temps de réponse des sondes à température et des thermocouples peut varier avec l'âge des capteurs. Plusieurs facteurs contribuent à la dégradation en fonction de l'âge. Les vibrations, par exemple, peuvent faire sortir les sondes et les thermocouples de leurs doigts de gant et il en résulte une augmentation du temps de réponse. Même de petits déplacements peuvent entraîner une modification importante du temps de réponse. Les températures peuvent aussi entraîner des changements de temps de réponse. Les vides inhérents situés au niveau de l'isolation des capteurs peuvent se dilater ou se contracter et entraîner une modification du temps de réponse. Pour cela et pour d'autres raisons, les temps de réponse des sondes et des thermocouples sont mesurés périodiquement. La mesure est faite par la méthode ECBC.

L'essai ECBC est réalisé à distance de la zone de la salle de commande lorsque la tranche est en fonctionnement. Celui-ci donne le temps de réponse des sondes en service et tient compte des effets liés à l'installation et au procédé, sur le temps de réponse. Si la sonde est utilisée dans un doigt de gant, le temps de réponse qui est obtenu par essai ECBC comprend la réponse dynamique de la sonde et du doigt de gant combinés. Ainsi tout espace entre la sonde et le doigt de gant est pris en compte par l'essai ECBC.

Pour réaliser un essai ECBC on utilise un pont de Wheatstone avec un circuit variateur et un appareil de conditionnement des signaux. La sonde est connectée d'un côté du pont et le courant du pont varie de 1 mA jusqu'à 40 mA et même 80 mA. Le courant produit par effet Joule (I^2R) a pour résultat un transitoire de température qui est subi par l'élément sensible de la sonde. Ceci augmente graduellement la résistance de la sonde et produit un transitoire de tension en sortie de pont. Ce transitoire est enregistré et analysé pour estimer le temps de réponse de la sonde. L'analyse repose sur l'utilisation d'un modèle détaillé de transfert de la chaleur dans la sonde. Avec cette méthode et bien que la sonde soit chauffée à l'intérieur, le temps de réponse obtenu par l'analyse des données de l'essai ECBC est équivalent au temps de réponse qui aurait été obtenu avec la sonde si la température environnante du procédé avait fait un échelon. La conversion des données relatives au chauffage interne pour estimer le temps de réponse correspondant à un changement de température externe a été validée expérimentalement et mathématiquement.

Une autre méthode appelée essai par autochauffage est aussi utilisée en complément de l'essai ECBC. L'essai par autochauffage, correspond au chauffage de la sonde par des courants faibles de la même façon que pour l'essai ECBC. Dans le cas de l'essai par autochauffage, la résistance stabilisée de la sonde est mesurée comme une fonction de la puissance électrique (I^2R). L'essai est réalisé en appliquant trois niveaux de courant ou plus (par exemple 10, 20, 40, 60 mA, etc.) à la sonde et en mesurant l'augmentation de résistance comme une fonction de la puissance de chauffage, I^2R , appliquée à la sonde. Les données obtenues sont alors tracées sur des coordonnées rectangulaires en exprimant la résistance par rapport à la puissance (I^2R). Cela produit une droite dont la pente est appelée l'indicateur d'autochauffage. Cet indicateur d'autochauffage est un nombre exprimé en ohms par watts qui correspond au temps de réponse de la sonde, mais qui n'est pas le temps de réponse de la sonde. Ainsi, si le temps de la sonde augmente de façon significative alors l'indicateur d'autochauffage augmentera et si le temps de réponse de la sonde décroît de façon significative alors l'indicateur de la sonde décroîtra. C'est pour cela, que l'essai par autochauffage est utilisé pour surveiller les variations importantes du temps de réponse des sondes.

L'essai ECBC est généralement réalisé sur les sondes dans les centrales une fois par cycle combustible. L'essai ECBC peut être réalisé avec des conditions de fonctionnement en puissance ou en présence de conditions d'attente à chaud (à une température et à un débit de fonctionnement normal ou proche de ces conditions). C'est seulement en puissance ou en attente à chaud que l'essai ECBC fournit un temps de réponse réel des sondes en service. L'essai peut être réalisé avec d'autres conditions mais seulement pour s'assurer de la bonne installation des sondes dans leurs doigts de gant. Il convient, par exemple, de réaliser un

essai ECBC en arrêt à froid durant un arrêt pour rechargement sur toute sonde nouvellement installée pour s'assurer qu'elle est correctement placée dans son doigt de gant et pour vérifier que la sonde peut être testée par la méthode d'essai ECBC. En fait, il est important de réaliser en arrêt à froid l'essai ECBC sur toute nouvelle sonde installée et de comparer les résultats obtenus avec ceux des autres sondes pour vérifier que la nouvelle sonde à un signal de réponse comparable à celui des autres sondes et que son indicateur d'autochauffage est cohérent avec ceux des autres sondes dans des conditions d'installation identiques. Il convient de tester par essai ECBC, toute nouvelle sonde, et particulièrement celles montées dans des doigts de gant, en conditionnement froid pour vérifier l'installation et en conditions d'attente à chaud pour évaluer le temps de réponse en service. Ultérieurement des essais peuvent être réalisés en puissance tant que les fluctuations de température procédée ne sont pas très significatives. En cas de fluctuations importantes de la température, ce qui arrive souvent principalement dans les branches chaudes des réacteurs à eau pressurisée du fait de la stratification des débits et des températures, deux options existent pour réaliser l'essai ECBC:

- a) répéter l'essai plusieurs fois (30 à 50 fois) et faire la moyenne des signaux obtenus lors des essais et enfin analyser les données moyennées; ou bien
- b) réaliser l'essai ECBC en présence de conditions d'attente à chaud.

Ces dernières années, l'industrie nucléaire s'est intéressée à l'utilisation de l'analyse de bruit, non seulement pour les essais de temps de réponse des thermocouples ou des transmetteurs de pression mais aussi pour les sondes à température. L'avantage de la technique d'analyse de bruit est que celle-ci ne nécessite pas le retrait de service du capteur pour le tester. Avec la technique d'analyse de bruit, les dégradations de temps de réponse peuvent être identifiées et évaluées. Si on découvre que la dégradation du temps de réponse d'une sonde a atteint un niveau inacceptable, alors la méthode d'essai ECBC peut être utilisée pour évaluer précisément le temps de réponse et décider si oui ou non des actions correctives sont nécessaires. Une action corrective mesurée comprendrait les étapes suivantes:

- a) retrait de la sonde de son doigt de gant pendant un arrêt de tranche;
- b) nettoyage de la sonde et du doigt de gant;
- c) réintroduction de la sonde dans son doigt de gant; et
- d) répétition de l'essai ECBC et de l'essai par autochauffage pour s'assurer que les résultats obtenus sont satisfaisants.

La réalisation de ces étapes devrait résoudre le problème de temps de réponse de la sonde. Sinon, la sonde et/ou le doigt de gant doivent peut être remplacés.

La méthode d'essai ECBC peut aussi être utilisée pour mesurer le temps de réponse des thermocouples. Cependant ceci nécessite des courants de chauffage plus élevés et l'emploi de procédures différentes de celles employées pour les sondes. Ainsi les temps de réponse des thermocouples sont testés par la technique d'analyse de bruit telle que décrite précédemment pour les transmetteurs de pression. Ceci, parce que les courants de chauffage de niveau élevés (entre 0,2 A et 1,0 A) dont l'utilisation peut être nécessaire au cours de l'essai ECBC, peuvent dans certains cas, endommager les câbles, les connecteurs, les joints ou les thermocouples eux-mêmes.

Contrairement aux sondes, les thermocouples ne sont pas astreints à des exigences strictes au niveau des tests de temps de réponse. Néanmoins, des essais de temps de réponse ECBC ou par analyse de bruit, sont réalisés sur les thermocouples pour vérifier l'état des thermocouples et pour fournir des données dans le cadre de la gestion du vieillissement. Lorsque les sondes ne font pas l'objet d'exigences de temps de réponse strictes ou que les mesures de temps de réponse sont réalisées seulement pour identifier des temps de réponse hors tolérance, alors la technique d'analyse du bruit peut être utilisée à la place d'essais ECBC pour déterminer le temps de réponse des sondes.

C.7 Tests des câbles et des connecteurs

L'état des câbles des centrales nucléaires de puissance, particulièrement ceux de l'I&C, est vérifié sur certaines installations pour différentes raisons, en particulier dans le cadre d'investigation pour identifier ou expliquer des problèmes et pour obtenir des données de départ utilisables dans le cadre de la maintenance préventive ou de la gestion du vieillissement. La surveillance des câbles ou la détermination de leur état peut se faire sur la base d'essai électrique, d'essai mécanique ou d'essai chimique. Les essais électriques ont l'avantage de pouvoir être réalisés sur site, et souvent sans perturber l'exploitation de la tranche.

Les essais électriques comprennent les mesures d'impédance et les essais TDR. L'essai TDR est très utilisé en centrale pour localiser les problèmes sur un câble. En particulier, il est souvent très important de déterminer si le problème affectant le câble se situe dans l'enceinte ou en dehors de celle-ci. Ainsi des circuits de sondes à température qui présentent un comportement erratique peuvent être testés avec succès à l'aide de l'essai TDR pour fournir à l'équipe de maintenance les bons indices pour la localisation du problème. La technique du TRD a aussi été d'une aide précieuse dans les investigations portant sur des problèmes de moteur et d'enroulement de transformateur, de bobine de chauffage de pressuriseur, de câbles d'instrumentation nucléaire, de thermocouples, de câbles associés à des vannes motorisées, etc. L'utilisation de l'essai TDR pour les détecteurs neutronique est largement répandue. Pour améliorer le diagnostic de l'essai TDR, on réalise aussi des essais complémentaires appelés LCR. L'essai LCR est généralement fait en utilisant un appareil d'essai appelé LCR mètre. Celui-ci mesure l'inductance (L), la capacité (C), et la résistance (R) du circuit.

Pour déterminer l'état de l'isolant du câble ou du matériau de gainage, les paramètres électriques tels que la résistance d'isolement (lorsque c'est possible), la résistance en courant continu, la résistance en courant alternatif, l'impédance en courant alternatif et la capacité en série, sont mesurés en plus de la réalisation de l'essai TDR. Il convient de noter que la détermination de l'état de l'isolant des câbles n'est pas une tâche aisée. Le manque de surface plane pour réaliser de façon fiable les mesures électriques compromet le succès des essais.

Dans le cadre des essais mécaniques des câbles, la ductilité de l'isolant des câbles ou du matériau de gainage est mesurée pour déterminer si le matériau est devenu sec, fragile ou s'il est sujet aux craquelures. Le matériel d'essai est appelé un entailleuse de câble. Généralement, cet appareil est utilisé pour pincer le câble et mesurer sa dureté relative. Enfin, ce qui est le plus important, on mesure l'élongation du câble jusqu'à la rupture.

Pour les essais chimiques, un petit échantillon de l'isolant du câble est prélevé pour analyse chimique en laboratoire.

C.8 Garantie de la fiabilité de l'I&C en conditions accidentelles

Les méthodes décrites dans cette annexe ont pour objectif de garantir un fonctionnement correct des matériels d'I&C non seulement pour les conditions de fonctionnement normal, mais aussi durant les accidents et en conditions postaccidentelles.

Bibliographie

Documents AIEA

IAEA NS-R-1:2000, *Safety of Nuclear Power Plants: Design Requirements*

IAEA NS-G-1.3:2002, *Instrumentation and Control Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants*

IAEA 50-C-QA:1989, *Safety code for nuclear power plants: Quality assurance*

IAEA 50-C/SG-Q:1996, *Quality assurance for safety in nuclear power plants and other nuclear installations*

IAEA-TECDOC-1147, "Management on aging of I&C equipment in nuclear power plants," International Atomic Energy Agency, Vienne, Autriche (juin 2000)

IAEA-TECDOC-1402, "Management of life cycle and ageing at nuclear power plants: Improved I&C maintenance," International Atomic Energy Agency, Vienne, Autriche (août 2004)

IAEA Glossaire de sûreté, 2006

IAEA Safety Reports Series No. 15, "Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Aging Management Programme," International Atomic Energy Agency, Vienne, Autriche (1999)

IAEA Safety Reports Series No. 3, "Equipment Qualification in Operational Nuclear Power Plants: Upgrading, Preserving and Reviewing," International Atomic Energy Agency, Vienne, Autriche (1998)

IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.3, "Instrumentation and Control Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants Safety Guide," International Atomic Energy Agency, Vienne, Autriche (avril 2002)

Publications CEI

CEI 60050-393, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 393: Instrumentation nucléaire – Phénomènes physiques et notions fondamentales*

CEI 60050-394, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 394: Instrumentation nucléaire – Instruments*

CEI 60780, *Centrales nucléaires – Equipements électriques de sûreté – Qualification*

CEI 62096, *Centrales nucléaires – Système de contrôle commande – Guide pour décider d'une modernisation*

CEI 62385, *Centrales nucléaires de puissance – Instrumentation et contrôle commande importants pour la sûreté – Méthodes d'évaluation des performances des chaînes de d'instrumentation des systèmes de sûreté*

CEI 62397, *Centrales nucléaires de puissance – Instrumentation et contrôle commande importants pour la sûreté – Sondes à résistance*

Autres documents

Hashemian, H.M., *Sensor Performance and Reliability, The Instrumentation, Systems, and Automation Society (ISA), Research Triangle Park, North Carolina (2005)*

"Advanced Instrumentation and Maintenance Technologies for Nuclear Power Plants," U.S. Nuclear Regulatory Commission, NUREG/CR-5501 (août 1998)

“Extending the Calibration Interval of Pressure Transmitters in Nuclear Power Plants,” 13th Annual Joint ISA POWID/EPRI Controls and Instrumentation Conference, Williamsburg, Virginia (15-19 juin, 2003).

Hashemian, H.M., Maintenance of Process Instrumentation in Nuclear Power Plants, book published by Springer-Verlag GmbH, Heidelberg, Allemagne (2007)

EPRI Topical Report, “On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance,” TF-104965-R1 NRC SER, Electric Power Research Institute, Final Report (septembre 2000)

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
P.O. Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch