

INTERNATIONAL
STANDARD

IEC
CEI

NORME
INTERNATIONALE

62385

First edition
Première édition
2007-06

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

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



Reference number
Numéro de référence
IEC/CEI 62385:2007



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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.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

- 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.

- 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

INTERNATIONAL
STANDARD

IEC
CEI

NORME
INTERNATIONALE

62385

First edition
Première édition
2007-06

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

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



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

PRICE CODE
CODE PRIX

W

*For price, see current catalogue
Pour prix, voir catalogue en vigueur*

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	8
4 Requirements for performance verification of process instruments	11
4.1 Background	11
4.2 General requirements.....	11
4.3 Testing environment.....	11
4.4 Test interval	12
4.5 Test location	12
4.6 Calibration of measurement and test equipment.....	12
4.7 Test results	12
4.8 Validation of test methods	12
4.9 Qualifications of test personnel	13
5 Acceptable means for instrument performance verification	13
5.1 Introduction	13
5.2 Calibration.....	13
5.3 Channel checks.....	14
5.4 Functional test.....	14
5.5 Response time testing	14
6 Methods to verify instrument calibration.....	14
6.1 General considerations.....	14
6.2 Cross-calibration (cross-validation) method	15
6.3 On-line calibration monitoring.....	16
6.3.1 Introduction	16
6.3.2 Principle of on-line calibration monitoring	16
6.3.3 Data acquisition requirements	16
6.3.4 Data qualification and data analysis requirements	17
6.3.5 Accounting for common mode drift.....	17
6.3.6 Data collection frequency	17
7 Methods for response time testing	17
7.1 Response time testing of pressure transmitters	17
7.1.1 Ramp test.....	18
7.1.2 Noise analysis technique	18
7.1.3 Power interrupt (PI) test	19
7.2 Response time testing of temperature sensors	19
7.2.1 Plunge test	19
7.2.2 LCSR test.....	20
7.2.3 Self-heating test	21
7.2.4 Noise analysis	21
8 On-line detection of blockages and voids in pressure sensing lines	21
9 Verifying the performance of neutron detectors	22

Annex A (informative) RTD cross-calibration/cross-validation	23
Annex B (informative) On-line calibration monitoring	28
Annex C (informative) Response time testing techniques for pressure transmitters and neutron detectors	30
Annex D (informative) Response time testing techniques for RTDs	33
Bibliography	37

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

NUCLEAR POWER PLANTS – INSTRUMENTATION AND CONTROL IMPORTANT TO SAFETY – METHODS FOR ASSESSING THE PERFORMANCE OF SAFETY SYSTEM INSTRUMENT CHANNELS

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 62385 has been prepared by subcommittee 45A: Instrumentation and control of nuclear facilities, of IEC technical committee 45: Nuclear instrumentation.

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

FDIS	Report on voting
45A/653/FDIS	45A/661/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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

INTRODUCTION

a) Technical background, main issues and organisation of the Standard

This International Standard describes test methods for ensuring that safety system instrument channels in nuclear power plants comply with specifications for accuracy, response time and other performance characteristics. This Standard applies to those instruments whose primary sensors measure temperature, pressure, differential pressure, liquid level, flow and neutron flux. The focus of this Standard is on test methods that can be used remotely while the plant is on-line without a need to enter the reactor containment or physically access the instruments.

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

IEC 62385 is the third level SC 45A document tackling the issue of assessing methods of performance of safety systems instrument channels.

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

c) Recommendations and limitations regarding the application of this Standard

The main interests to benefit from this international Standard are nuclear utilities that use on-line performance testing, suppliers who develop and install such systems, and regulatory authorities seeking documented industry consensus on successful practices. These users will benefit from the awareness of methods and practices considered appropriate by IEC experts and from the cost savings associated with the standardization of methods and practices.

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 SC 45A 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 Requirements 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 Nuclear Power Plants. The terminology and definitions used by SC 45A standards are consistent with those used by the IAEA.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

NUCLEAR POWER PLANTS – INSTRUMENTATION AND CONTROL IMPORTANT TO SAFETY – METHODS FOR ASSESSING THE PERFORMANCE OF SAFETY SYSTEM INSTRUMENT CHANNELS

1 Scope

The purpose of this International Standard is to define the requirements for demonstrating acceptable performance of safety system instrument channels through response time testing, calibration verification, and other means. The same requirements may be adopted for demonstrating the acceptable performance of non-safety systems and other instrument channels. This Standard contains the main topics in its body and includes annexes to provide further information. The annexes are for information only and contain a selection of the available methods.

The methods described in this Standard are used to check instrument calibration for accuracy and time response. It covers direct methods used to set calibration within required tolerances and indirect methods to indicate a need for a direct calibration. The use of the indirect methods allows for longer periods between the routine direct calibrations.

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 61224:1993, *Nuclear reactors – Response time in resistance temperature detectors (RTD) – In-situ measurements*

IEC 62397, *Nuclear power plants – Instrumentation and control important for safety – Resistance Temperature Detectors*

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

[IEV 394-40-35]

3.2

blockage

narrowing of a tube (e.g., pressure sensing line) due to accumulation of contaminants in the reactor water, solidification of boron, valves that are left partially open, etc. A blockage can cause a delay in measurement of dynamic pressure information.

3.3**calibration**

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

[IEV 394-40-43]

3.4**channel**

an 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 channels (e.g. from a monitoring channel or a safety actuation channel).

[IAEA Safety Glossary, Version 2.0, 2006]

3.5**channel check**

process by which a plant operator compares the reading of redundant instrument channels on a regular basis to verify that these are in good agreement according to predefined criteria

3.6**cross-calibration (cross-validation)**

a procedure of intercomparing the indications of redundant instruments (e.g., 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.

3.7**drift**

variation in sensor or instrument channel output that may occur between calibrations that cannot be related to changes in the process variable or environmental conditions

3.8**impulse line (sensing line)**

piping or tubing connecting the process to the sensor; impulse lines/sensing lines are usually used to connect pressure, level, and flow transmitters to the process. They vary in length from a few metres to a few hundred metres. Sensing lines may also include isolation and root valves and other piping hardware along their length.

3.9**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

3.10**noise analysis technique**

method for in-situ response time testing of sensors, detectors, and transmitters and for on-line detection of blockages, voids, and leaks in pressure sensing lines

3.11

on-line monitoring

continuous or periodic measurement and recording of output of installed instrumentation

3.12

outlier

a sensor such as an RTD that has exceeded a prespecified deviation

3.13

performance monitoring (performance verification)

process of demonstrating that an installed instrument channel continues to perform its intended function of monitoring the process variable with the expected accuracy, response time, and stability

3.14

pressure transmitters

pressure, level, and flow transmitters that are based on the principle of pressure or differential pressure measurement, and are collectively referred to in this Standard as pressure transmitters, pressure sensors, or just transmitters

3.15

redundancy

provision of alternative (identical or diverse) structures, systems or components, so that any one can perform the required function regardless of the state of operation or failure of any other

[IAEA Safety Glossary, Version 2.0, 2006]

3.16

Resistance Temperature Detector (RTD)

detector generally made up of a stainless steel cylindrical barrel protecting a platinum resistor whose resistance varies with temperature. This detector is placed in the piping containing the fluid whose temperature is measured in this way. It can be directly immersed in the fluid or protected by an intermediate casing called the thermowell.

[IEC 62397]

3.17

response time

the 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, Version 2.0, 2006]

3.18

test interval

the elapsed time between the initiation of identical tests on the same sensor and signal processing device, logic assembly or final actuation device

[IEC 60671]

3.19

thermowell

protective jacket for RTDs, thermocouples, and other temperature sensors. The thermowell is also used to facilitate replacement of the temperature sensor.

3.20

time constant

in the case of a first order system, the 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]

4 Requirements for performance verification of process instruments

4.1 Background

The control and safety systems of nuclear power plants depend on process instrumentation which must provide reliable information to ensure plant safety and efficiency. Therefore, the performance of this instrumentation should be verified at predefined intervals during the plant life time. For this purpose, test methods have been developed, validated, and used in nuclear power plants. These methods include means to perform the tests in-situ and while the plant is operating (on-line testing).

This clause gives the requirements for in-situ and on-line testing to verify that process instrumentation provides accurate and timely data and to identify faulty instruments. The focus of the Standard is on the process sensors that measure temperature, pressure, liquid level, flow, and neutron flux.

4.2 General requirements

Performance monitoring shall be conducted to verify that the safety system instrument channels in nuclear power plants are functioning within their performance specification limits. The tests that verify performance characteristics shall be conducted in accordance with written procedures, and the test results shall be documented. The instrument channel should be tested in a single test. When the total channel is not tested in a single test, separate tests on groups of components or on single components encompassing the total instrument channel shall be combined to verify total channel performance. Performance monitoring encompasses the instrument channel portion of the overall safety system. Test boundaries shall include sensors and transmitters, sensing lines (impulse lines), thermowells, cables, and all other active and passive components that affect the overall instrument channel performance.

If a performance index such as response cannot be identified exactly, a conservative estimate of the index shall be made by measurement and analysis and compared against the pertinent performance requirements to ensure that the performance is acceptable.

4.3 Testing environment

In general, abnormal environmental conditions such as seismic events, radiation fields, extreme pressures, temperatures, and moisture conditions are covered by design qualification tests. As such, testing of equipment for such environments is not within the scope of this Standard. However, the performance testing described in this Standard should be carried out within the bounds of the instrument's environmental conditions (e.g., temperature, pressure, humidity, flow, etc.) If the test conditions vary widely, appropriate corrections shall be made for comparison or trending of data to compensate for performance due to variation in the environmental conditions or the effect of the environmental conditions on performance.

In some cases, such as response time testing of temperature sensors, process operating conditions can have a strong influence on the result. In these cases, the tests shall be performed at or near normal operating conditions to provide the actual “in-service” performance of the sensors. Extrapolation from laboratory conditions to plant conditions should not be performed in cases where the extrapolation results can have large and unquantifiable uncertainties.

4.4 Test interval

The test intervals shall be established to detect unacceptable performance. The following factors should be considered in determining the test interval:

- a) technical specification requirements;
- b) regulatory requirements;
- c) manufacturer’s recommendation and industry standards;
- d) margin between measured performance characteristics and allowable performance limits;
- e) rate-of-change of performance characteristics with time; and
- f) component failure rates and target reliability.

4.5 Test location

Testing should be performed in-situ to the extent practicable. Instrument removal for testing is acceptable only if such removal does not affect test results. In most cases of concern in this Standard, in-situ tests are performed remotely from the instrument cabinet in the control room area. Procedures shall be implemented to confirm that equipment status is restored after testing.

4.6 Calibration of measurement and test equipment

The calibration of measurement and test equipment used in verifying equipment performance characteristics shall be traceable to national standards and/or accepted values of natural physical phenomena. Written procedures shall be used to perform the calibration and the results of the calibration shall be documented.

4.7 Test results

The test results shall be compared to the allowable performance limits. Allowances for uncertainties associated with the performance monitoring test shall be included in the test results or the establishment of performance limits. If the results are found to exceed the limit, or the rate of change in the performance characteristics are such that the allowable performance limits may be exceeded prior to the next test, predetermined action should be taken to correct the problem.

The accuracy of test results should be stated in terms of a percentage of the reported value or a $\pm$ band around the reported value. This accuracy should be determined from not only the equipment uncertainties, but also from the uncertainties of the test and analysis techniques involved. If uncertainties cannot be identified objectively, it should be demonstrated that the test results are conservative.

4.8 Validation of test methods

All performance monitoring test methods shall be validated. This validation shall be documented and should address the following considerations:

- a) Comparison of the test method with suitable laboratory tests, in-situ tests, or both tests to establish the validity of the method and quantify the accuracy of its results. The accuracy of the test method and results should be established by theoretical or experimental means, or both. The accuracy determination should consider all sources of error in the test method.
- b) Theoretical justification for the test method.
- c) That the assumptions and conditions to ensure validity of the test method are satisfied. Furthermore, if the test assumptions are not fully satisfied, it should be demonstrated that the results that are obtained will nevertheless be conservative.
- d) Any software used for data acquisition, data qualification, or data analysis should be designed and developed using a systematic approach according to accepted industry standards for software development for nuclear power plants. All software packages should go through comprehensive verification and validation (V&V) testing. The basis for the V&V tests and the results of the V&V work should be documented. The V&V tests should be designed to reveal any problem that can produce invalid or non-conservative results.

4.9 Qualifications of test personnel

Testing to verify the performance of nuclear power plant instruments shall be performed by test personnel who have been properly trained by experienced experts with documented qualification to perform the training. The training of the test personnel shall be documented and updated periodically. Examples of training topics to qualify the test personnel are:

- a) principles of performance verification tests;
- b) review of performance test procedures;
- c) equipment preparation for data acquisition;
- d) training on data acquisition and data analysis software; and
- e) interpretation and documentation of results.

5 Acceptable means for instrument performance verification

5.1 Introduction

This clause gives the requirements for calibration, channel checks, functional tests, and response time testing of process instruments. It is followed by descriptions of methods to perform instrument calibration and response time testing.

The performance of instruments in nuclear power plants may be established in a laboratory or by bench testing. The means for laboratory or bench calibration of instruments are well established and are not addressed in this Standard. Rather, the means for in-situ/on-line calibration verification of sensors and transmitters are described. Regarding response time performance of sensors and transmitters, both laboratory/bench testing methods as well as in-situ/on-line testing methods are described in this Standard.

5.2 Calibration

Instrument calibration utilizes known precision inputs to verify that the instrument produces the required outputs over the required operational range within specified limits. When calibration is used for instrument performance verification, the calibration shall be accomplished or verified through individual application or combination of the following taking into account previous experience:

- a) perturbation of the monitored variable;
- b) simulation of the monitored variable (this is sometimes referred to as conventional calibration);
- c) on-line monitoring (by redundant and/or diverse parameter comparison); and
- d) cross-calibration (also called cross-validation) of redundant sensors.

The focus of this Standard is on the on-line monitoring and cross-calibration/cross-validation methods.

5.3 Channel checks

Channel checks involving comparison of two or more instrument channels' indications are intended to verify the continued operability of instrument channels between calibrations. Consequently, these checks shall be conducted more frequently than calibration. They generally require no hardware interaction beyond observing or recording the given channel indication(s).

5.4 Functional test

Functional testing shall be performed to verify that the instrument channel performs its intended function.

5.5 Response time testing

Response time testing shall be performed at predefined intervals. It may be performed with the instrumentation either in or out of service. Acceptable methods for response time testing are identified later in this Standard and further information about these methods is provided in the annexes. These methods include in-situ tests that can be performed while the plant is on-line.

Examples of in-situ response time testing methods are the loop current step response (LCSR) test for RTDs and the noise analysis technique for pressure transmitters and neutron detectors. For response time testing of thermocouples, either the LCSR test or the noise analysis technique is used. The noise analysis technique can also be used to monitor for RTD response time degradation. If response time degradation is identified, then the LCSR test shall be performed to establish if the RTD response time is acceptable. Detailed requirements concerning RTD are to be found in IEC 61224 and IEC 62397.

Response time testing of the rest of the instrument channel should also be performed as required.

Examples of laboratory or bench testing methods are the plunge test for temperature sensors and the ramp test for pressure sensors.

6 Methods to verify instrument calibration

6.1 General considerations

This Clause is concerned with in-situ/on-line calibration verification of sensors and transmitters.

The calibration of redundant instruments such as primary coolant RTDs in a pressurized water reactor (PWR) plant can be verified using a method referred to as cross-calibration or cross-validation. For non-redundant instruments or where redundancy is limited to only a few instruments, the on-line calibration monitoring approach is used. The requirements for the cross-calibration method and the on-line calibration monitoring approach are outlined below.

6.2 Cross-calibration (cross-validation) method

The cross-calibration method is typically used for RTDs. Once a group of RTDs is properly calibrated and installed in a plant, cross-calibration tests shall be performed periodically (e.g., once every maintenance cycle) to ensure that the RTD calibrations have not changed beyond an acceptable limit.

The test involves a systematic comparison of a group of redundant RTDs that are measuring the same temperature. To perform the test, the resistance of the RTDs should be measured sequentially and converted to equivalent temperatures using the most recent RTD calibration tables. Alternatively, the temperature readings of the RTDs should be obtained from the plant computer or by using a suitable data acquisition system. The temperatures shall then be averaged and the deviation of each RTD from the average shall be calculated. Any RTD that has exceeded a prespecified deviation should be called an outlier, flagged and/or removed from the average, and the process shall be repeated as necessary to identify all outliers.

The test should be performed at several temperatures at isothermal conditions during plant heat up or cool down periods. With data collected at three or more widely spaced temperatures, a new calibration table may be generated for an outlier. This approach essentially amounts to an in-situ calibration of the outlier. For more information, refer to Annex A.

In performing the cross-calibration/cross-validation tests, a number of factors shall be accounted for:

- a) The test data shall be examined for plant temperature stability to ensure that there are no excessive temperature fluctuations involved. If excessive plant temperature fluctuations are involved, analytical corrections shall be applied to the data to minimize fluctuation effects on the test results.
- b) The test data shall be examined for plant temperature uniformity to ensure that various loops are at the same temperature and redundant sensors are exposed to essentially equal temperatures. If this is not the case, analytical corrections shall be used to account for any temperature differences that can affect the results.
- c) The uncertainty of the test results shall be determined by combining uncertainties of the measurement and test equipment as well as the uncertainties due to plant temperature fluctuations, plant temperature non-uniformity, and any precision error that may be involved.

The cross-calibration method described above can also be used to verify the calibration of thermocouples. For this application, the reading of each thermocouple shall be compared with the average of RTDs. Thermocouples should not be cross calibrated together. They should be cross-calibrated against the average reading of redundant RTDs that measure the same temperature.

The acceptance criteria for an RTD to pass the cross-calibration test depends on the plant. The plant procedure shall identify the acceptance criteria based on the plant accuracy requirements for temperature sensors. Typically, an RTD is accepted if its deviation is less than $\pm 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ from the average temperature. For thermocouples, typical acceptance criteria is $\pm 1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6.3 On-line calibration monitoring

6.3.1 Introduction

The cross-calibration technique described above may be used when there are redundant instruments (e.g., six or more). When there are not enough redundant instruments, on-line calibration monitoring should be used to verify the calibration of instruments.

The principle of on-line calibration monitoring is described below and the details are covered in Annex B. On-line calibration monitoring is applicable to most instruments and can be used to verify the calibration of sensors and transmitters or an entire instrument channel. In particular, on-line calibration monitoring is useful for pressure, level, and flow transmitters. As such, the requirements for on-line calibration monitoring in this Standard are provided based on pressure, level, and flow transmitters. Pressure, level, and flow transmitters are collectively referred to as pressure transmitters or just transmitters.

6.3.2 Principle of on-line calibration monitoring

The calibration of nuclear power plant pressure transmitters typically involves two steps:

- a) Determine if calibration is needed. This step is performed by providing the instrument with a series of known inputs covering the operating range of the instrument. The output is recorded for each input and compared with the acceptance criteria.
- b) Calibrate if needed. If the instrument does not meet its acceptance criteria, it is calibrated by making necessary adjustments.

The first step can be automated and performed while the plant is operating. This approach may be used to verify instrument calibration or extend the calibration interval of instruments. It is referred to as on-line calibration monitoring, on-line calibration testing, or on-line drift monitoring.

6.3.3 Data acquisition requirements

To perform on-line calibration monitoring, the output of instruments should be recorded continuously or periodically to identify drift, bias errors, noise, and other anomalies. The data for on-line calibration monitoring may be obtained from the plant computer, a dedicated data acquisition system, or other means. Data should be collected during plant startup and/or shutdown periods to allow the calibration of instruments to be verified throughout their operating range. The calibration of the data acquisition equipment shall be established and documented. This calibration shall be traceable to applicable quality assurance requirements.

6.3.4 Data qualification and data analysis requirements

The on-line monitoring data should be screened (qualified) to ensure that extraneous information is not used for calibration verification of instruments. Examples of data screening methods are filtering and amplitude probability density (APD) tests. Following data qualification, an analysis shall be performed involving averaging and/or modeling techniques as necessary to estimate the value of the process that is being monitored. The estimated process value shall be compared with the reading of individual instruments for a period of time to determine drift in the instrument reading or deviation from the process estimate. The results should be evaluated within the allowable drift or deviation limits that are consistent with the plant setpoint analysis.

6.3.5 Accounting for common mode drift

On-line monitoring for extending transmitter calibration intervals shall include the stipulation that at least one transmitter from each group of redundant transmitters be calibrated at least once every maintenance cycle. Furthermore, this calibration shall be performed on a rotational basis so that every transmitter in the redundant group is calibrated periodically (e.g., once every eight years), even if the transmitter has shown no calibration problems during the on-line monitoring process.

In lieu of calibrating one of the redundant transmitters at each maintenance cycle, modelling techniques may be used to account for any possibility of common mode drift. Physical or empirical modeling techniques or both are acceptable for this purpose. This is provided that the accuracy of the process estimation from the modeling technique is better than the drift that is to be detected. Any modeling technique used for this application shall be properly tuned, validated, and documented for the system that it models. The tuning of a model involves giving the model a series of known input and output signals corresponding to a wide range of process operating conditions and adjusting the model coefficients or weighting factors until the model can correctly provide the value of a process parameter based on measurement of other process parameters.

All the uncertainties in the results of modeling techniques shall be quantified to ensure that the accuracy of the modeling technique is greater than the drift being identified.

6.3.6 Data collection frequency

The data collection frequency depends on the analysis technique that is used. For analysis by modeling techniques, frequent sampling (one or more samples per second) is required. Furthermore, the data for the signals to be modeled together shall be sampled simultaneously. For analysis by averaging techniques, frequent sampling is not required although frequent sampling can add to the reliability of the results.

7 Methods for response time testing

7.1 Response time testing of pressure transmitters

Two methods are available for response time testing of pressure transmitters. These are referred to as the laboratory or bench test method and the in-plant (or in-situ) test method. The laboratory test method is called the ramp test and the in-situ or in-plant test method is called the noise analysis technique. The requirements to use these methods for nuclear power plants are outlined below.

7.1.1 Ramp test

The ramp test should involve a hydraulic pressure generator to produce a test signal in the form of a ramp. A ramp signal is used in response time testing of nuclear power plant pressure transmitters because design basis events in nuclear power plants usually assume pressure transients in the form of a ramp input function.

The ramp signal shall be input to the transmitter under test and simultaneously to a fast-response reference transmitter. The response time of the reference transmitter should be less than 10 ms. The output of the transmitter under test and the reference transmitter shall be recorded and analysed to obtain the response time of the transmitter under test. The analysis shall involve a measurement of the asymptotic delay between the ramp outputs of the transmitter under test and the reference transmitter. There shall be no voids in the test lines going from the hydraulic ramp generator to the transmitter being tested. Voids in the test lines can cause oscillation in the test data and cause error in the results of the ramp test.

7.1.2 Noise analysis technique

The noise analysis technique is based on monitoring the natural fluctuations that exist at the output of pressure transmitters while the process is operating. These fluctuations (noise) are due to turbulence induced by the flow of water in the system, random heat transfer in the core, and other naturally occurring phenomena.

To perform the test, the noise at the output of each pressure transmitter should be recorded digitally for about 1 h and then analysed. The noise should be extracted from the transmitter output using a high-pass filter or a DC bias mechanism and appropriate low-pass filtering shall be employed to eliminate extraneous noise and provide for anti-aliasing. The sampling frequency should be fast (e.g., 100 or more samples per second).

Prior to analysis, the noise data shall be screened to ensure that the response time results are deduced from suitable data records. The analysis of the noise data should involve a frequency domain and/or time domain algorithm that is designed for sensor response time calculations. The validity of the analysis shall be established using simulated data as well as actual data from a plant or laboratory from transmitters with known response time values. The validation results should also be used to establish the accuracy of the response time results that are obtained from the noise analysis technique. Past experience has shown that the average accuracy of noise analysis results for sensor response time testing is typically about $\pm 10\%$ of the response time value that is obtained by noise analysis or $\pm 0,10$ s (whichever is greater). This is provided that the noise data is collected and screened properly and analyzed using validated frequency domain and/or time domain analysis algorithms.

If a pressure transmitter is found to have degraded in response time or its response time exceeds the allowable limit, an investigation should be carried out to determine if the problem is from the pressure transmitter, or from the sensing lines, or both. If the process noise bandwidth is not white, the response time results may be conservative. In particular, if the bandwidth of the process noise is smaller than the frequency response of the transmitter, the noise analysis results will be larger than the response time of the transmitter being tested.

The noise analysis technique can also be used for response time testing of thermocouples and neutron detectors in the same way as for pressure transmitters. Typically, for response time testing of neutron detectors, the noise data shall be collected very fast (using sampling rates in kHz range), but for thermocouples, slower sampling rates (e.g., 100 Hz) are adequate.

The noise analysis technique cannot be used for response time testing of containment pressure transmitters, tank level transmitters, and transmitters that have little or no process noise. For these transmitters, input noise data can often be generated artificially using a mechanical noise generator involving a current-to-pressure (I to P or I/P) converter. The I/P converter is connected to a signal generator that provides wideband random noise. This noise is converted by the I/P to a pressure noise signal and used for transmitter response time testing. The data acquisition and data analysis associated with this approach are performed in the same way as for the noise analysis technique described above.

7.1.3 Power interrupt (PI) test

In addition to the noise analysis technique, a method referred to as the power interrupt (PI) test is available that is useful only for in-situ response time testing of force-balance pressure transmitters. To perform the PI test, the power to the transmitter shall be turned off for a few seconds, and then on. When the power is turned on, the transmitter provides an output that shall be recorded digitally and then analysed to give the transmitter's response time. The analysis shall involve an appropriate algorithm that is designed and validated for calculation of response time of force balance pressure transmitters by the PI method.

The PI test accounts for the dynamic response of both the mechanical and the electronic components of the transmitter and thereby gives the overall response time of the complete electromechanical system of the transmitter.

7.2 Response time testing of temperature sensors

The response time of a temperature sensor is measured in a laboratory environment using a method referred to as the plunge test. After the sensor is installed in a process, its response time should be measured using the LCSR test. The requirements for using these tests in a nuclear power plant are presented below. There are also supplementary tests such as the self-heating method and noise analysis technique that are also described below.

7.2.1 Plunge test

The plunge test should be performed in a laboratory setting in water at a low temperature (e.g., 20 °C to 70 °C). The water should be flowing at 1 m/s. The sensor shall be plunged from air into water. During this process, the output of the sensor shall be recorded until it reaches steady state. The response time shall be identified by measuring the time that corresponds to 63,2 % of the difference between the initial and final steady-state value of the sensor output. A means should be established to identify the instant when the sensor enters the water. This time shall be used as the initiation time of the plunge test.

It is important to point out that the response time of temperature sensors depends on the flow rate and temperature of fluid in which they are plunge-tested. Furthermore, for thermowell-mounted sensors, the response time also depends on the quality of mating between the tip of the sensor and its thermowell. As such, plunge test results have little bearing on response time of a temperature sensor after it is installed in a plant. To obtain the response time of a temperature sensor under service conditions, it shall be tested in-situ using the LCSR method described below.

7.2.2 LCSR test

The loop current step response (LCSR) test shall be used to measure the in-service response time of RTDs or thermocouples as installed in an operating process. The test should be performed remotely from the instrument cabinets in the control room area where the field wires from the sensor reach the signal conditioning equipment. The LCSR test is based on heating the sensor with an electric current which shall be applied to the end of the sensor's extension wires. For RTDs, a small DC current (e.g., 40 mA to 80 mA) should be used. For thermocouples, an AC current between 0,2 A and 0,6 A should be used. Because of different test requirements, the same equipment cannot normally be used for LCSR testing of both RTDs and thermocouples.

The current causes a temperature transient in the sensor that shall be recorded digitally and analysed to provide the response time of the sensor. For RTDs, the data shall be recorded while the current is running through the RTD and as the RTD is heating up. For thermocouples, the data shall be recorded after the current is cut off and the thermocouple is cooling back to the ambient temperature.

The LCSR test accounts for all installation effects on the sensor response time. This includes the effect of the thermowell (if one is used), the fit between the sensor and the thermowell, and all process condition effects such as the fluid flow rate, temperature, etc. The LCSR test should be performed at or near normal operating conditions to provide the actual in-service response time of the sensor. This is very important because unlike pressure transmitters, the response time of temperature sensors depends on the temperature, pressure, and flow rate of the fluid in which the sensor is installed. However, when new sensors are installed in a plant, LCSR tests can be performed at cold shutdown to verify that the sensors are properly installed to provide optimum response time performance when the plant resumes power operation. The LCSR tests at cold shutdown provide results that are compared between sensors to identify the outliers from a response time standpoint. Whether or not an outlier is identified, the LCSR test shall be repeated on all newly installed sensors at or near normal operating conditions to give the actual response time of the sensors. An outlier is a sensor whose LCSR results are significantly different than other redundant sensors in the same installation and process conditions. Outliers can be encountered due to such problems as inadequate insertion of the sensor in its thermowell, dirt in the thermowell, sensor/thermowell mismatch, etc.

The LCSR data shall be analysed using a mathematical algorithm that is developed based on a thermal analysis of the sensor and an appropriate heat transfer model. The analysis of the LCSR data shall result in a response time value and a statement regarding the accuracy of the response time results. The accuracy of the results should be based not only on the test equipment accuracy but also on the accuracy of the algorithm that is used to identify the response time. Based on past experience, the accuracy of the response time results for the LCSR method is $\pm 10\%$.

7.2.3 Self-heating test

The self-heating test supplements the LCSR method but does not provide a response time value. It is an optional test and is applicable only to RTDs. In this test, the amount of internal heating in the RTD is measured as a function of input electric power (I^2R). The result is an index that is usually expressed in terms of ohms per watt (Ω/W) and referred to as the self-heating index (SHI) of the RTD. Gross changes in SHI would be indicative of changes in RTD response time.

The self-heating test is performed using the same equipment as the LCSR test.

7.2.4 Noise analysis

If the purpose of the response time tests is to monitor significant response time changes from a reference value or to detect gross degradation in sensor response time, then the noise analysis method can be used. However, the LCSR test generally provides more accurate results and should therefore be used unless there is a large margin between the acceptable response time value and the expected value of sensor response time.

8 On-line detection of blockages and voids in pressure sensing lines

Pressure sensing systems in nuclear power plants typically involve sensing lines (also called impulse lines) to bring the pressure information from the process to the sensor. Depending on the plant and the service involved, sensing lines can be as short as a few metres or as long as several hundred metres.

Because of chemicals such as Boron and contaminants in the reactor water and other effects, sensing lines can become blocked over a period of time. Furthermore, problems with isolation and equalizing valves in sensing lines can result in partially blocked sensing lines, leaks, and other problems.

The effect of a sensing line blockage is that it will increase the response time of the affected pressure transmitter. The increase in response time depends on the compliance of the transmitter. In transmitters that have a large compliance, sensing line blockage can increase the response time significantly and in those with small compliance, the blockage may only have a small effect on response time. Compliance is the amount of displacement of the sensing element per unit of input pressure.

Also, air or gas in pressure sensing lines is a problem that affects the steady state (calibration) or response time performance of pressure transmitters. As such, tests shall be performed to identify blockages, voids, and leaks in pressure sensing systems. The test should be performed using the noise analysis technique. To detect blockages or voids in pressure sensing lines, noise data from the affected pressure transmitter should be sampled into a computer, analysed, and the results compared with baseline data to determine if blockages or voids have developed in the sensing line. For detection of leaks, the variance of the noise signal should be calculated and compared with baseline variance for the same or similar transmitters to determine if there are leaks in the sensing line.

In essence, response time testing of pressure, level, and flow transmitters using the noise analysis technique would automatically include any contributions of blockages to transmitter response time and will also help identify voids and leaks.

9 Verifying the performance of neutron detectors

The performance of neutron detectors in nuclear power plants should be verified using the on-line monitoring approach and the noise analysis method in much the same way as for pressure transmitters. Neutron detectors are generally fast and not normally subject to stringent response time testing requirements that apply to nuclear power plant temperature and pressure sensors. As such, response time testing that is prescribed herein is intended for performance verification to ensure that the detector dynamics have not changed from a baseline value. In fact, for neutron detectors, in addition to response time, other descriptors of noise data such as variance, skewness, and kurtosis should be measured and tracked as a means of verifying that the detector dynamics have not suffered a significant change.

In addition, the performance of neutron detectors depends on the integrity of their cables and connectors. As such, for neutron detectors, in addition to on-line monitoring and in-situ response time measurements, cable testing shall be performed using such methods as impedance measurements and time domain reflectometry (TDR) testing. These methods are described in references given in the bibliography.

The combination of on-line monitoring, response time testing, and cable measurements collectively provide an effective means for determining if a neutron detector performance has changed. The results are useful for detector aging management and to establish detector or cable maintenance and replacement schedules.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

Annex A

(informative)

RTD cross-calibration/cross-validation

A.1 Preface

This Annex provides information about the cross-calibration method that is used in nuclear power plants to verify the accuracy of temperature measurements with redundant RTDs and thermocouples. The term cross-validation is the appropriate name for the test method described hereinafter. However, instead of using cross-validation, the term cross-calibration is used because most references on this subject refer to this test method as the cross-calibration method. This method is used to verify that the calibration of a group of redundant sensors has not changed.

A.2 Introduction

Cross-calibration is a test of the consistency of a group of sensors that are measuring the same process. The test is performed in nuclear power plants to ensure that accurate temperature information is provided to the plant control and safety systems. The test is performed at one or more temperatures that include a temperature that is near the plant's normal operating conditions to provide an assessment of the accuracy of the RTDs and thermocouples under service conditions.

To perform a cross-calibration test, the resistances of a group of RTDs are measured at isothermal conditions and converted to corresponding temperatures. Alternatively, the temperature reading of RTDs are scanned instead of converting from resistance to temperatures. The temperatures are then averaged and the deviation of each individual RTD from the average temperature is calculated. Any RTD that exceeds a prespecified deviation criterion (e.g. $\pm 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$) is removed from the average and the process is repeated as necessary to identify all the RTDs which fail to meet the deviation criteria. The RTDs which fail to meet the deviation criteria are referred to as outliers and are either replaced with newly calibrated RTDs, or their calibrations are corrected using the cross-calibration data to bring them in line with the other redundant RTDs in the group. The correction of calibration of an outlier can be performed if cross-calibration tests have been performed at three or more widely spaced temperatures. The cross-calibration data is then fitted to the RTD calibration equation to provide new calibration constants for the outlier RTD.

The validity and accuracy of the cross-calibration method depend on the accuracy of the RTD calibration tables and the stability and uniformity of the plant temperature during the cross-calibration tests.

The cross-calibration test can be performed at temperature ramp or temperature plateau conditions during plant cool down at the beginning of an outage or during plant heat up at the end of an outage. It has been shown that testing during plateaus or ramp conditions provides equivalent cross-calibration results. However, testing during temperature ramp conditions is advantageous as it does not require the plant to hold at plateaus in order to perform the test.

The cross-calibration test can be performed using a dedicated data acquisition system that is designed for this purpose, or using data from the plant computer.

A.3 RTD calibration equation

The most commonly used equation for converting the resistance of a platinum RTD to temperature is the Callendar Equation. For temperatures above 0 °C, the Callendar Equation is written as:

$$R(T) = R_0 \left[1 + \alpha \left(T - \delta \left(\frac{T}{100^\circ\text{C}} \right)^2 \left(\frac{T}{100^\circ\text{C}} - 1 \right) \right) \right] \quad (1)$$

where:

T is the temperature in °C;

R_0 is the resistance at 0 °C (ohms (Ω));

α is a constant ($\Omega/\Omega/^\circ\text{C}$)

δ is a constant ($^\circ\text{C}$); and

$R(T)$ is the resistance at any temperature T .

The terms R_0 , α and δ are referred to as the constants of the Callendar Equation. α is the average temperature coefficient of resistance over the 0 to 100 °C interval, and δ is the index of the departure of the resistance versus temperature curve from a straight line. These two constants, as well as R_0 , are identified for each RTD by calibrating the RTD in a constant temperature bath in a laboratory. Once the three constants are identified, they are substituted in the above equation to provide a calibration table for the RTD. An alternative to the Callendar equation is the quadratic formula $R(T) = R_0 (1 + AT + BT^2)$; where R_0 , A , and B are constants which fall out of fitting calibration data to the quadratic formula. The quadratic formula and Callendar equation are equivalent.

A.4 Cross-calibration procedure

Cross-calibration tests are performed using a sensor scanning system and a precision digital multimeter according to the following general procedure:

- 1 Sequence through all sensors measuring their outputs, and convert to equivalent temperatures. This step results in obtaining one cross-calibration pass. Alternatively, the temperature reading of the RTDs can be recorded in this step.
- 2 Repeat Step 1 to obtain four passes.
- 3 Average the four temperature measurements for each sensor. This is the temperature indication of each sensor included in the cross-calibration test.
- 4 Average the temperature indications from Step 3 for all the RTDs.
- 5 Subtract the average temperature identified in Step 4 from the temperature indications of each sensor in Step 3. The resulting differences are referred to as the deviations of the sensors.
- 6 If the deviation of any RTD element exceeds the acceptance criteria (e.g. $\pm 0,3^\circ\text{C}$) remove the element's measurement from the data and repeat from Step 4 to obtain a new average temperature.
- 7 Repeat Step 6 until all RTD elements, which have deviations greater than acceptance criteria (e.g. $\pm 0,3^\circ\text{C}$), have been eliminated from the average.

In testing of RTDs in a PWR plant, the above steps are followed for narrow range RTDs. Wide range RTDs and core exit thermocouples are usually cross-calibrated against the average of the narrow range RTDs.

A.5 Detailed analysis of cross-calibration data

Detailed analysis of cross-calibration data involves numerical algorithms to correct any significant temperature instability and non-uniformity that might have existed in the plant when the cross-calibration tests were performed. Once these corrections are implemented, the cross-calibration data can be reanalysed and the final results obtained as described in the following subclauses.

A.5.1 Correction of cross-calibration data

In-plant cross-calibration of RTDs is based on the assumption that, at isothermal plant conditions, the average temperature of a sufficient number of redundant RTDs reflects the true temperature of the process. There are several possibilities which can affect the validity of this assumption:

- 1 Errors in the resistance-versus-temperature tables that are used in cross-calibration tests to convert the resistance of the RTDs to temperature.
- 2 Systematic drift in the calibration of RTDs. This can occur if all the RTDs drift together in the same direction upward or downward.
- 3 Fluctuations and drift in the primary coolant temperature that could have been occurring while cross-calibration data were taken at the plant.
- 4 Temperature non-uniformity between various RTDs. Since the cross-calibration method assumes that all RTDs are at the same temperature, any significant departure from this assumption can cause errors in the results of cross-calibration tests.

In cross-calibration testing of a group of RTDs that have been used in a plant for one or more fuel cycles, items 1 and 2 mentioned above may be accounted for by removing and calibrating one or more of the RTDs from the plant in a laboratory. Another alternative would be to replace one of the RTDs with a newly-calibrated RTD and repeat the cross-calibration tests at the end of the outage while the plant is heating up toward power operation.

Another way to rule out the possibility in item 2 is to depend on the experimental data which has shown that the drift of a group of nuclear-grade RTDs is predominately random rather than systematic and bias errors are therefore unlikely to occur in the results of the cross-calibration tests except for any bias in the cross-calibration test equipment.

Items 3 and 4 listed above may be resolved by implementing numerical techniques to correct the cross-calibration data for plant temperature instability and temperature non-uniformity as described below.

A.5.2 Correction for plant temperature instability

Temperature fluctuations or drift during cross-calibration tests almost always occur because the plant temperature cannot be controlled perfectly to remain at steady state. The method used for temperature instability corrections depends on the plant conditions under which the data were acquired. If the plant temperature is changing at a slow and constant rate, ramp data acquisition is used. Ramp data acquisition automatically compensates for the changes in plant temperature while the data is being acquired. If the plant is being maintained at stable, isothermal conditions, plateau data acquisition is used and the plant temperature fluctuations are compensated for during the detailed analysis.

During ramp data acquisition, constant temperature changes are accounted for by sampling the RTDs in reverse order during the second and fourth passes of the cross-calibration run. For example, with 24 RTDs the sampling order for the four passes would be 1 to 24, 24 to 1, 1 to 24, and 24 to 1. The reversal of the sampling order inverts the effect of the temperature ramp so that when all four passes are averaged together the errors cancel.

During plateau data acquisition, there is less need to compensate for constant temperature ramping so more emphasis is placed on short-term fluctuations. This is essential because of the changes in heat removal which are frequently required to keep the plant at a fixed temperature. In this case, the RTDs are sampled in the same sequence for each pass, making short-term fluctuations more apparent.

To minimize the effect of plant temperature fluctuations on the cross-calibration results, the standard deviation of the fluctuations in the cross-calibration data is calculated for each run after implementing the instability corrections mentioned above. If this standard deviation is larger than the acceptance criteria, then the run is rejected.

A.5.3 Correction for plant temperature non-uniformity

This correction is made to account for any gross differences that could have existed during the in-plant cross-calibration tests between the hot leg and cold leg temperatures in each loop or across the reactor. These differences can occur due to incomplete mixing of the reactor coolant or differences in the heat removal of the steam generators.

If there are no significant temperature differences, then non-uniformity corrections are not necessary. If there is a non-uniformity problem, then the data are corrected for temperature differences between the hot leg RTDs and the cold leg RTDs or for the temperature differences between the reactor coolant loops as appropriate.

A.5.4 Cross-calibration results after corrections for instability and non-uniformity

After correcting the original cross-calibration data as necessary for any instability and non-uniformity, the data are reanalysed to provide the final corrected results.

A.6 Dynamic cross-calibration

The cross-calibration test can be performed either at temperature plateaus or temperature ramp conditions. The temperature ramp condition is usually better because it saves critical path time. It is also better because temperature fluctuations are typically less during ramp conditions than plateau conditions. Of course, the ramp rate should be sufficiently slow and quite constant during data acquisition for cross-calibration. A cross-calibration test that is performed under temperature ramp conditions during plant heatup or cooldown is referred to as the dynamic cross-calibration.

A.7 Treatment of outliers

An outlier RTD may be replaced or a new calibration table may be generated for the outlier using the cross-calibration data, provided that there are not many outliers within a group of RTDs that are cross calibrated together. Further, if the same RTD is identified as an outlier more than once, it should be replaced.

To generate a new calibration table for an outlier RTD, resistance-versus-temperature data from a cross-calibration test are fitted to the Callendar Equation or quadratic formula and the results of the fit are used to generate a new calibration table for the RTD. The data for this should include a minimum of three widely spaced temperatures with one temperature point near the lower end of the temperature range for which the RTD is used and another point near the upper end of the temperature range for which the RTD is used.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

Annex B

(informative)

On-line calibration monitoring

B.1 Introduction

The calibration of process instrumentation channels in nuclear power plants can be monitored for drift while the plant is on-line. This is a new approach for instrument calibration verification in nuclear power plants that is referred to as on-line calibration monitoring, calibration reduction, calibration interval extension, etc. Although the method is applicable to most instruments, the main interest is in the application of this approach for pressure transmitters. This is because pressure transmitters in nuclear power plants are often more difficult to calibrate than other instruments. Furthermore, experience has shown that most nuclear grade pressure transmitters maintain their calibration for long periods of time. As such, the frequency of calibration of pressure transmitters can be extended beyond the traditional interval of once every fuel cycle. The on-line monitoring approach allows one to monitor the output of pressure transmitters for drift and determine whether or not the transmitter must be calibrated.

B.2 On-line monitoring system requirements

On-line calibration monitoring requires a program, procedure, or system for multichannel data acquisition, data qualification, data analysis, and interpretation of results. The system should sample and process multiple instrument signals. It should also process the data and present the results in graphical, or other forms to be compared with predetermined acceptance criteria to identify the instruments that remain within calibration and segregate those instruments which exceed the acceptance criteria.

It is not necessary for the system to process the data in real time as long as the system has adequate storage capability to keep the data for subsequent analysis. The plant computer or other existing or installed data acquisition systems in the plant can be used to sample the necessary data. The data can be sampled and analysed by the same computer or two different computers. Normally, the plant computer contains the necessary data in which case the data is typically saved on a storage media and analysed off-line. Where on-line monitoring data is available from the plant computer, all that is needed is a software program to retrieve the data from the plant, analyse the data, and plot or print the results.

B.3 Accounting for biases and common mode drift

Common mode drift or bias errors may exist within on-line calibration monitoring data and must be properly accounted for. These errors can be due to normal calibration differences between instruments, different tap locations, etc. Furthermore, redundant instruments can all drift upward or downward together and prevent one from distinguishing the drift. These problems may be addressed by a number of methods including:

- a) calibrating one of the redundant channels on a rotational basis so that all redundant channels are manually calibrated periodically; and/or
- b) using analytical modeling of the process to track the process independent of the instrument being monitored and establish a reference for on-line calibration monitoring. The latter involves numerous methods; most of which are described in the publications that are listed in the bibliography of this Standard.

B.4 Single-point monitoring issue

Another important issue with the on-line monitoring approach is referred to as the single-point monitoring issue. More specifically, if on-line monitoring data is collected only during normal plant operation, the analysis of this data only verifies the calibration of the instruments at the monitored point. To verify the calibration of instruments at other points over their entire operating range, on-line monitoring data must be collected not only during normal operation, but also during startup and shutdown periods. If this is not possible, the on-line monitoring approach is still acceptable, but the allowable calibration limits must be reduced by a specific allowance for single-point monitoring, as described in the appropriate references in the Bibliography.

B.5 Data collection frequency

There is no specific requirement for the sampling frequency of on-line monitoring data or the type of equipment that may be used. The options range from very infrequent data collection (i.e., a few times during the cycle) to continuous sampling of the data using the plant computer or a dedicated data acquisition system. However, if any modeling technique is to be used, computer data acquisition at relatively high sampling rates would be required. Furthermore, the signals that are modeled together may have to be sampled simultaneously.

B.6 Data analysis

On-line monitoring data may be retrieved from the plant computer, other plant systems, a dedicated data acquisition system employed to acquire the data, or a combination of these. Whether the data is retrieved from the plant computer or through a dedicated data acquisition system, a data qualification algorithm should first be employed to screen the data for anomalies such as missing data points, gaps, normal distribution, etc. Once the data is screened, cleaned, and qualified, it should be analysed by averaging and/or modeling techniques. Averaging techniques may be adequate if redundant signals (more than 2) are available. Examples of averaging techniques that may be used are straight averaging, weighted averaging, parity space, band averaging, etc. The choice of the averaging technique often depends on the type and redundancy of the data. Different averaging techniques may have to be employed to handle various services, even in the same plant.

As for modeling techniques, empirical and/or physical modeling may be used. There are a number of ways to employ empirical modeling including neural networks, pattern recognition, fuzzy clustering of data combined with neural networks, etc. These techniques are described in appropriate references listed in the Bibliography.

Annex C

(informative)

Response time testing techniques for pressure transmitters and neutron detectors

C.1 Introduction

Response time testing methods for pressure transmitters may be divided into two groups of tests: a) conventional method which has been used since testing began in the mid-1970s; and b) on-line methods which are based on new technologies developed and validated in the mid-1980s. The advantage of the on-line methods is that they permit remote testing at normal operating conditions, while the conventional method requires physical access to each transmitter and cannot usually be performed while the plant is operating. A short description of the conventional and on-line methods is provided below. For more details, the reader may consult the bibliography. Also included in this Annex is a description of the noise analysis technique to verify that pressure sensing lines do not have significant blockages, voids, or leaks.

C.2 Conventional method

The conventional method for response time testing of pressure transmitters involves a hydraulic pressure generator to produce a test signal in the form of a step or ramp. The ramp test is more commonly used than the step test because design basis accidents in nuclear power plants usually assume ramp pressure transients.

The pressure test signal, as generated by a hydraulic ramp generator, is fed to the transmitter under test and simultaneously to a high-speed reference transmitter. The outputs of the two transmitters are recorded on a dual-channel recorder and used to identify the response time of the transmitter.

In this test, the response time of the pressure transmitter is usually defined as the time delay between the response of the reference transmitter and the test transmitter as they pass through a setpoint.

C.3 On-line methods

Two methods have been developed and validated for in-situ response time testing of pressure transmitters as installed in operating processes. These methods are referred to as the noise analysis technique and the power interrupt (PI) test. The noise analysis technique can be used for response time testing of most pressure transmitters, but the PI test is applicable only to force-balance pressure transmitters. Force-balance pressure transmitters are also testable by the noise analysis technique, but the PI test is more often used than the noise analysis technique, because the PI test involves a simpler procedure. More specifically, to perform the PI test, the power to the transmitter is turned off for a few seconds and then turned back on while the transmitter output is recorded. This test results in a transient output that is then analysed to obtain the response time of the transmitter. The analysis involves stripping the exponential component of the data from the PI test transient and analysing the exponential component to obtain the response time. The stripping of the exponential component is typically performed by a numerical technique and the analysis of the exponential component is typically performed by a least square fitting algorithm.

The noise analysis method is based on monitoring the natural fluctuations that exist at the output of pressure transmitters while the plant is operating. These fluctuations (noise) are usually due to turbulence induced by the flow of water in the system, random heat transfer in the core, and other naturally occurring phenomena. The noise is extracted from the transmitter output by removing the DC component of the signal, and amplifying the AC component. The DC component is removed by passing the sensor output through a high-pass filter or by offset of the DC bias of the signal. This leaves the AC component which is passed through a low-pass filter for anti-aliasing and removal of high-frequency electrical noise. The signal is then digitised by an analogue-to-digital converter and stored on computer disks for subsequent analysis.

The analysis of noise data is performed in the frequency domain and/or time domain, and is based on the assumption that the dynamic characteristics of the transmitter are linear and the input noise signal (i.e., the process fluctuations) has proper spectral characteristics. Frequency domain and time domain analyses are two different methods for response time determination of transmitters and it is usually helpful to analyze the data with both methods and average the results excluding any outliers. The following are descriptions of the frequency domain and time domain analyses of noise data for response time determination of pressure transmitters.

C.3.1 Frequency domain analysis

In frequency domain analysis, the power spectral density (PSD) of the noise signal is first generated usually using a fast Fourier transform (FFT) algorithm. This involves feeding the noise data record to a standard FFT software package to yield the PSD. Of course, all software packages used for PSD generation and other analysis should first be tested and validated under a formal quality assurance (QA) program which includes formal software development procedures and a software verification and validation (V&V) program. After the PSD is obtained, a mathematical function (model) that is appropriate for the transmitter under test is fitted to the PSD to yield the model parameters that are then used to calculate the response time of the transmitter.

The PSDs of nuclear power plant pressure transmitters have various shapes depending on the plant, transmitter installation and service, process conditions, and other effects.

C.3.2 Time domain analysis

For time domain analysis of the noise data, the autoregressive (AR) modelling technique is used. The noise data record for each transmitter is fitted to a general autoregressive model of order " n ". The fit of the noise data record will identify the coefficients of the model. These coefficients are then used to obtain such dynamic descriptors as the impulse response, step response, and ramp response of the transmitters from which the response time is deduced.

The validity of the noise analysis technique has been examined by laboratory testing of representative transmitters of the types used in nuclear power plants.

Prior to any time domain or frequency domain analysis, the suitability of the noise data must be examined by computer scanning and screening of the raw data to ensure a reliable analysis. This is accomplished by using data qualification algorithms for the stationarity and linearity of the data. This includes plotting the amplitude probability density (APD) of the data for visual inspection of skewness and non-linearity as well as calculating the skewness, flatness, or other descriptors of noise data to ensure that the data has a normal distribution and does not contain any undesirable characteristics.

C.4 Testing of sensing lines

Sensing lines can suffer from partial or total blockages, accumulation of air pockets, leaks, and failures of equalizing, isolation, or other valves that may exist along the sensing lines. To protect against these problems and ensure that the sensing line is clear, one should use the noise analysis technique as described earlier for response time testing of pressure transmitters. Any significant blockage or other anomalies in the pressure sensing line is most likely to manifest itself in the results of response time testing of pressure transmitters using the noise analysis technique.

C.5 Response time testing of neutron detectors

The response time of neutron detectors can be tested using the noise analysis technique in much the same way as for pressure transmitters. Generally, the response time of neutron detectors is so fast that the results of noise analysis would often represent the dynamics of the process rather than of the detector. Nevertheless, if there is a significant change in neutron detector response time, the noise analysis measurement should show the problem. That is, the noise analysis should identify gross changes in the detector dynamics in spite of the possibility that the bandwidth of the input noise signal may not be adequate.

In addition to response time, noise descriptors such as variance, skewness, APD, and kurtosis should be determined and tracked for neutron detectors as a means of monitoring for changes in detector performance.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

Annex D (informative) **Response time testing techniques for RTDs**

D.1 Introduction

Response time measurements are performed on the safety-system RTDs in nuclear power plants to ensure that the plant can be shut down in a timely manner in the event of a large temperature transient in the reactor. In pressurized water reactors (PWRs), the primary coolant RTDs which feed the safety system of the plant are normally tested once every fuel cycle or about every eighteen to twenty-four months. In addition, each time an RTD is replaced or repaired, its response time is measured before the plant resumes power operation.

Since the response time of RTDs depends on the process temperature, pressure, and flow during operation, the response time measurements must be performed at or near normal operating conditions to give the in-service response times of the sensors. For this purpose, the loop current step response (LCSR) method was developed in the late 1970s and has been used in numerous nuclear power plants around the world to meet response time testing requirements.

D.2 Background

The testing of RTDs in nuclear power plants began in 1978 after the LCSR method was validated, and commercial LCSR test equipment, training, and procedures were developed. Prior to 1978, few plants performed RTD response time testing and the tests were usually performed using the plunge test method. The plunge test involves removing the RTDs from the plant and testing them in a laboratory set-up. During the development of the LCSR method in the mid-1970s, it was determined that the plunge test method is not a valid method for response time testing of nuclear power plant RTDs. As such, the method was gradually abandoned by the nuclear industry except for laboratory qualification testing of new RTDs and thermowells before they are installed in a plant.

D.3 RTD response time testing methods

D.3.1 Description of plunge test

The response time of a temperature sensor is classically measured in a laboratory environment using the plunge test method. In this test, the sensor is exposed to a sudden change in temperature and its output is recorded until it reaches steady state.

The analysis of a plunge test to obtain the response time of a sensor is very simple. For example, if the sensor output transient is recorded on a recorder, the response time is identified by measuring the time at which the sensor output reaches 63,2 % of its final steady-state value. It should be noted that although this definition of response time is analytically meaningful only for a first-order system, it is conventionally used for determining the response time of most temperature sensors regardless of their dynamic order. For this reason, the words response time and time constant are often used interchangeably for describing the dynamic characteristics of RTDs even though the term time constant is relevant only for a first-order system.

The response time of an RTD as obtained by the plunge test method is a relative index which should be accompanied by a description of the conditions in which the RTD was tested. This is important because the response time of RTDs is strongly dependent on the properties of the final medium into which they are plunged. The type of medium (air, water, etc.) and its velocity, temperature, and pressure must always be specified with the response time results. The fluid velocity is usually the most important factor followed by the temperature and then the pressure. These parameters affect the film heat transfer coefficient on the sensor surface which is related to the response time. Higher fluid velocities increase the film heat transfer coefficient on the surface of the sensor and reduce the response time. Temperature, however, has a mixed effect. On the one hand, temperature acts in the same manner as fluid velocity, i.e., it increases the film heat transfer coefficient and reduces the response time. On the other hand, high temperatures can affect the properties of the materials inside the sensor, and may either increase or decrease the response time. Pressure does not usually have a significant effect on the sensor response time except for its effect on the fluid properties that control the surface heat transfer coefficient.

In addition to process condition effects, the response time of RTDs is usually affected by the RTD installation in the process. The installation effect is especially important in thermowell-mounted RTDs in which each mil of air gap in the RTD/thermowell interface can make a significant difference in the response time of the RTD/thermowell assembly. (A mil is equal to 1/1000 of an inch or 0,0254 mm.)

D.3.2 Description of LCSR test

Since the response time of a temperature sensor is strongly affected by process conditions and installation, laboratory measurements such as plunge tests in a reference condition cannot provide accurate information about the "in-service" response time of the sensor. Therefore, an in-situ method that can be implemented at operating process conditions must be used. The LCSR method was developed to provide the in-situ response time testing capability that is needed to measure the in-service response times of RTDs as installed in operating processes.

The LCSR test is performed by connecting the RTD to one arm of a Wheatstone bridge and changing the bridge current from a few milliamperes to about 40 to 80 milliamperes. The step change in current produces Joule heating in the RTD element and causes its resistance to change in proportion to the RTDs ability to dissipate the heat to the environment. The transient change in RTD resistance produces a transient voltage signal at the output of the Wheatstone bridge which is referred to as the LCSR transient or the LCSR data for the RTD. This transient is then analysed to provide the response time of the RTD under the conditions tested. This analysis involves a mathematical fitting algorithm to convert the LCSR data to provide the transient response of the RTD to a step change in temperature of the fluid outside the RTD.

The advantage of the LCSR test is that it permits on-line testing of installed RTDs from outside the reactor containment and provides the actual "in-service" response times of the RTDs. The test accounts for all installation effects on the RTD response time. This includes the effect of the thermowell if one is used, the fit between the RTD and the thermowell, and all process condition effects such as the process temperature, pressure, and flow.

Any RTD type or model to be tested by the LCSR method must first be qualified for LCSR testability. This involves a comprehensive series of laboratory tests to verify that the LCSR method is valid for measurement of the RTD response time, and to establish the accuracy of the response time results for the particular RTD design. If the RTD is thermowell-mounted, the LCSR validation must be performed with the RTD installed in its thermowell. The LCSR qualification of RTDs is necessary because the validity of the LCSR method depends on certain assumptions about the RTD heat transfer characteristics that must be satisfied to ensure that accurate results are obtained from the LCSR method. Based on the results of laboratory validation tests of numerous RTDs, the average accuracy of the LCSR method has been established at $\pm 10\%$. That is, the LCSR method generally provides response time results that are within $\pm 10\%$ of the actual response time of the RTD.

D.3.3 Description of the self-heating test

The self-heating test is performed on RTDs using the same equipment as the LCSR test. For the self-heating test, a small current (e.g., 5 mA) is first used to heat the RTD sensing element. The current is applied until the RTD resistance settles. This resistance is then measured (R) and the power through the RTD is calculated as $P = I^2R$. This step is repeated with higher values of current up to 40 mA to 80 mA to generate three or more data points and the results are tabulated in terms of RTD resistance at each current versus the electric power that is generated in the RTD. This information is then plotted as R versus P and the result (which should be a straight line) is referred to as the self-heating curve of the RTD. The slope of the self-heating curve is called the self-heating index (SHI) in ohms/watt (Ω/W) which is the parameter of interest in this test. The SHI is an index that corresponds to the RTD heat transfer. The SHI value changes if there is a significant change in RTD heat transfer (i.e., response time). This test is not a substitute for the LCSR method or the noise analysis technique for providing the response time of an RTD. It does not provide the RTD response time.

D.3.4 Noise analysis technique

The noise analysis technique can be used to determine RTD response time degradation (see Annex C for a description of this technique). The advantage of the noise analysis technique is that it does not require the RTD to be removed from service during the test and many RTDs can be tested simultaneously. If the noise analysis technique reveals that the RTD has suffered response time degradation, then the LCSR method should be used to measure its response time to assess the degree of degradation and determine if the RTD meets its response time requirements.

D.4 Response time testing of thermocouples

The response time of thermocouples is measured in a laboratory using the same procedure as for RTDs (i.e., plunge test in room temperature water flowing at 1 m/s). For in-situ response time testing of thermocouples, either the LCSR method or noise analysis technique are used. The LCSR test for thermocouples requires a different set of test equipment than RTDs. In particular, the response time of thermocouples is tested by the LCSR method using an AC current of the order of 0,2 A to 0,6 A. This is a much higher current than used for LCSR testing of RTDs. The reason for using AC current to LCSR test thermocouples is the Peltier effect. And the reason for using a much higher current level is that the resistance of thermocouples is distributed along their leads as opposed to RTDs whose resistance is concentrated at their sensing tip. Because the LCSR current heats the entire thermocouple wire, there is concern that the heating can affect the thermocouple extension wires and the seal. Therefore, in plants which are concerned with heating the thermocouple wires, response time measurements are performed using the noise analysis technique. The noise analysis technique is performed on thermocouples in the same way as for pressure transmitters described earlier in this Standard.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

Bibliography

The following publications contain details of the requirements and techniques that have been identified in this standard.

NUREG/CR-5560:1990, *Aging of Nuclear Plant Resistance Temperature Detectors*, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, D.C.

NUREG/CR-5851:1993, *Long Term Performance and Aging Characteristics of Nuclear Plant Pressure Transmitters*, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, D.C.

NUREG/CR-6343:1995, *Online Testing of Calibration of Process Instrumentation Channels in Nuclear Power Plants*, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, D.C.

NUREG/CR-5501:1998, *Advanced Instrumentation and Maintenance Technologies for Nuclear Power Plants*, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, D.C.

TR-104965-R1 NRC SER:2000, *On-Line Monitoring of Instrument Channel Performance*, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, USA.

TECDOC-1147:2000, *Management of Aging of I&C Equipment in Nuclear Power Plants*, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, June 2000.

H.M. Hashemian, *I&C Aging Management Standards*, 13th Annual Joint ISA POWID/EPRI Control and Instrumentation Conference, Williamsburg, Virginia, June 15-20, 2003.

TECDOC-1402, *Management of Life Cycle and Aging at Nuclear Power Plants*, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, August 2004.

Sensor Performance and Reliability, book published by Instrumentation, Systems, and Automation Society (ISA), 2005.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	40
INTRODUCTION	42
1 Domaine d'application	44
2 Références normatives	44
3 Termes et définitions	44
4 Exigences relatives à la vérification des performances de l'instrumentation de procédé	47
4.1 Contexte	47
4.2 Exigences générales	47
4.3 Environnement d'essai	47
4.4 Intervalle d'essai	48
4.5 Lieu d'essai	48
4.6 Etalonnage des matériels de mesure et d'essai	48
4.7 Résultats d'essai	48
4.8 Validation des méthodes d'essai	48
4.9 Qualification du personnel d'essai	49
5 Moyens adaptés à la vérification des performances de l'instrumentation	49
5.1 Introduction	49
5.2 Etalonnage	49
5.3 Vérification de chaînes	50
5.4 Essais fonctionnels	50
5.5 Essai de temps de réponse	50
6 Méthodes de vérification de l'étalonnage des appareils	50
6.1 Considérations générales	50
6.2 Méthode d'étalonnage croisé (validation croisée)	51
6.3 Surveillance de l'étalonnage en ligne	52
6.3.1 Introduction	52
6.3.2 Principe de la surveillance en ligne de l'étalonnage	52
6.3.3 Exigences relatives à l'acquisition de données	52
6.3.4 Exigences relatives à l'analyse et à la qualification des données	53
6.3.5 Prise en compte des dérives de mode commun	53
6.3.6 Fréquence de collecte des données	53
7 Méthodes de test du temps de réponse	53
7.1 Tests du temps de réponse pour les transmetteurs de pression	53
7.1.1 Essai linéaire	54
7.1.2 Technique d'analyse de bruit	54
7.1.3 Essai de perte d'alimentation	55
7.2 Test de temps de réponse des capteurs SR de température	55
7.2.1 Essai par immersion	55
7.2.2 Essai par échelon de chauffage par boucle de courant	56
7.2.3 Essai par auto-échauffement	57
7.2.4 Analyse de bruit	57
8 Détection en ligne des restrictions et des vides dans les lignes d'instrumentation de pression	57
9 Vérification des performances des détecteurs neutroniques	58

Annexe A (informative) Etalonnage croisé/validation croisée des capteurs de température	59
Annexe B (informative) Surveillance de l'étalonnage en ligne	64
Annexe C (informative) Techniques de test du temps de réponse pour les transmetteurs de pression et les détecteurs neutroniques.....	66
Annexe D (informative) Techniques de test du temps de réponse pour les capteurs	69
Bibliographie.....	73

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

CENTRALES NUCLÉAIRES DE PUISSANCE – INSTRUMENTATION ET CONTRÔLE-COMMANDE IMPORTANTES POUR LA SÛRETÉ – MÉTHODES D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES DES CHAÎNES D'INSTRUMENTATION DES SYSTÈMES DE SÛRETÉ

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 62385 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.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
45A/653/FDIS	45A/661/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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007

INTRODUCTION

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

Cette Norme internationale décrit des méthodes d'essais garantissant que les chaînes de systèmes d'instrumentation de sûreté sont conformes à leurs spécifications en matière de précision, de temps de réponse et pour leurs autres caractéristiques de performance. Cette norme est applicable aux appareils de mesure tels que les capteurs primaires mesurant la température, la pression, la pression différentielle, les niveaux et les débits liquides ainsi que les flux neutroniques. La norme traite principalement des méthodes d'essais qui peuvent être mises en œuvre à distance alors que l'installation est en production sans avoir besoin d'entrer dans l'enceinte de confinement du réacteur ou d'accéder physiquement aux appareils de mesure.

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

La norme CEI 62385 est le document de troisième niveau de la collection de normes du SC 45A qui couvre le sujet particulier des méthodes d'évaluation des performances des chaînes d'instrumentation de sûreté.

Pour plus de détails sur la structure de la collection de normes du SC 45A, se reporter au point d) de la présente introduction.

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

Les principaux intéressés à pouvoir tirer bénéfice de cette norme seront les exploitants nucléaires utilisant des systèmes de test en ligne des performances, les fournisseurs qui développent et installent de tels systèmes et les autorités de sûreté à la recherche de documentation reflétant un consensus industriel sur les pratiques employées avec succès. Ces utilisateurs profiteront de la pertinence des méthodes et des pratiques considérées comme adaptées par les experts de la CEI ainsi que des économies associées à celles-ci.

d) Description de la structure de la collection des normes du SC 45A de la CEI et relations avec d'autres documents de la CEI et d'autres organisations (AIEA, 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 des parties 1, 2 et 4 de la CEI 61508 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 (remplacé depuis par le document AIEA 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 avec le document d'exigences NS-R-1 qui établit les exigences de sûreté relatives à la conception des centrales nucléaires et avec 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385-1:2007

**CENTRALES NUCLÉAIRES DE PUISSANCE –
INSTRUMENTATION ET CONTRÔLE-COMMANDE
IMPORTANTS POUR LA SÛRETÉ –
MÉTHODES D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES DES CHÂÎNES
D'INSTRUMENTATION DES SYSTÈMES DE SÛRETÉ**

1 Domaine d'application

L'objectif de cette Norme internationale est de définir des exigences permettant d'assurer que les performances des chaînes d'instrumentation des systèmes de sûreté sont acceptables, sur la base d'essais relatifs aux temps de réponse, par la vérification de l'étalonnage ou d'autres moyens. Les mêmes exigences peuvent être retenues pour démontrer que les performances de systèmes non classés de sûreté ou d'autres chaînes d'instrumentation sont acceptables. Les sujets principaux de cette norme sont traités dans le corps de celle-ci; les annexes jointes, sont données seulement à titre informatif et présentent une sélection de méthodes disponibles.

Les méthodes décrites dans cette norme sont utilisées pour vérifier l'étalonnage de l'instrumentation en termes de précision et de temps de réponse. Cela couvre les méthodes directes utilisées pour étalonner avec les tolérances spécifiées et les méthodes indirectes qui mettent en évidence le besoin d'un étalonnage direct. L'utilisation des méthodes indirectes permet d'allonger les périodes séparant les étalonnages directs périodiques.

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 61224:1993, *Réacteurs nucléaires – Temps de réponse des détecteurs de température à résistance (RTD) – Mesures in-situ*

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

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 le résultat d'un mesurage et la valeur conventionnellement vraie du mesurande

[VEI 394-40-35]

3.2

restriction

étranglement dans un tuyau (par exemple une ligne d'instrumentation de mesure de pression) dû à l'accumulation d'impuretés présentes dans l'eau du réacteur, à la solidification du bore, aux vannes qui ne s'ouvrent que partiellement, etc. Une restriction peut provoquer un retard au niveau de la mesure d'une pression dynamique.

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

[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, version 2.0, 2006]

3.5

vérification d'une chaîne

processus par lequel l'opérateur de la centrale peut comparer les affichages de chaînes d'instrumentation redondantes sur une base régulière pour vérifier que celles-ci sont cohérentes conformément à des critères prédéfinis

3.6

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.

3.7

dérive

variation de la sortie d'un capteur ou d'une chaîne d'instrumentation qui peut survenir entre deux opérations d'étalonnage et qui n'est pas due à l'évolution d'une variable du procédé ou des conditions d'environnement

3.8

ligne d'impulsion (ligne d'instrumentation)

tuyauterie reliant le procédé au capteur; les lignes d'impulsion/d'instrumentation sont habituellement utilisées pour brancher des transmetteurs de pression, de niveau, de débit, au procédé. Leurs longueurs varient de quelques mètres à quelques centaines de mètres. Les lignes d'instrumentation peuvent aussi comprendre des vannes d'isolement, des robinets primaires ou d'autres matériels placés le long de celles-ci.

3.9

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

3.10

technique d'analyse de bruit

méthode de test in-situ du temps de réponse des capteurs, détecteurs et transmetteurs pour la détection en ligne sur les lignes d'instrumentation de pression, des restrictions, des vides et des fuites

3.11

surveillance en ligne

mesure périodique ou continue avec enregistrement des sorties de l'instrumentation installée

3.12

appareil hors tolérance

capteur, tel qu'un SR, dont la déviation dépasse une valeur prédéfinie

3.13

surveillance des performances (vérification des performances)

processus permettant de démontrer qu'une chaîne d'instrumentation continue d'assurer la fonction attendue de surveillance d'une variable du procédé avec la précision, le temps de réponse et la stabilité souhaités

3.14

transmetteurs de pression

transmetteur de pression, de niveau, de débit dont le principe repose sur la mesure d'une pression ou d'une différence de pression; ils sont communément appelés dans cette norme transmetteurs de pression, capteurs de pression ou seulement « transmetteurs »

3.15

redondance

présence de structures, de systèmes ou de composants supplémentaires (identiques ou différents), tels que chacun d'entre eux puisse remplir la fonction requise quel que soit l'état de fonctionnement ou de défaillance des autres

[Glossaire de sûreté de l'AIEA, version 2.0, 2006]

3.16

Sonde à Résistance (SR)

détecteur généralement constitué d'un fût cylindrique en acier inoxydable protégeant une résistance en platine dont la résistance varie avec la température. Ce détecteur est placé dans le conduit contenant le fluide dont la température est ainsi mesurée. Il peut être directement immergé dans le fluide ou protégé par une enveloppe intermédiaire appelée doigt de gant.

[CEI 62397]

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, version 2.0, 2006]

3.18

intervalle entre essai

laps de temps qui s'écoule entre les débuts d'essais identiques sur le même capteur, un même dispositif de traitement du signal, ou logique ou un même ensemble actionneur terminal

[CEI 60671]

3.19

doigt de gant

enveloppe de protection de SR, de thermocouples, ou d'autres capteurs de température. Le doigt de gant est utilisé pour faciliter le remplacement des capteurs de température

3.20

constante de temps

dans le cas d'un système du premier ordre, temps nécessaire pour que la sortie d'un système atteigne 63,2 % du niveau de sortie final après un échelon d'entrée.

Si le système n'est pas du premier ordre, l'expression constante de temps n'a pas de sens. Le terme le plus approprié pour les systèmes d'un ordre supérieur est « temps de réponse ».

[CEI 62397]

4 Exigences relatives à la vérification des performances de l'instrumentation de procédé

4.1 Contexte

Les systèmes de sûreté et de conduite des centrales nucléaires dépendent de l'instrumentation du procédé qui doit fournir des informations fiables garantissant l'efficacité et la sûreté de l'exploitation de la centrale. Ainsi, il convient de vérifier les performances de cette instrumentation à intervalles prédéfinis durant la vie de la centrale. Pour cela, des méthodes d'essai ont été développées, validées et utilisées dans les centrales. Ces méthodes comprennent les moyens nécessaires pour réaliser les tests in-situ et lorsque la tranche fonctionne (essais en ligne).

Cet Article fournit des exigences portant sur les tests in-situ et les tests en-ligne permettant de vérifier que l'instrumentation produit des données précises, avec la bonne périodicité et pour identifier les appareils défectueux. Cette norme s'intéresse principalement aux capteurs du procédé qui mesurent la température, la pression, les niveaux, le débit et le flux neutronique.

4.2 Exigences générales

La surveillance des performances doit permettre de vérifier que les chaînes d'instrumentation de sûreté des centrales nucléaires fonctionnent et que leurs performances respectent les limites spécifiées. Les essais qui vérifient les performances doivent être réalisés conformément à des procédures écrites et les résultats des essais doivent être documentés. Il convient qu'un seul essai permette de contrôler la chaîne d'instrumentation. Lorsque la chaîne d'instrumentation ne peut être contrôlée par un seul essai, on doit réaliser une combinaison d'essais séparés portant individuellement sur un groupe de composants ou un composant isolé, qui permet de vérifier les performances de la chaîne dans son ensemble. La surveillance des performances couvre en particulier les chaînes d'instrumentation de l'ensemble du système de sûreté. Les limites des essais doivent permettre de couvrir les capteurs et les transmetteurs, les lignes d'instrumentation (lignes d'impulsion), les doigts de gant, les câbles, et les autres composants actifs ou passifs qui ont un impact sur les performances de l'ensemble des chaînes d'instrumentation.

Si un indice de performance, tel que par exemple une réponse, ne peut être identifié exactement, une estimation conservatrice de cet indice doit être faite par mesure et par analyse et doit être comparée avec l'exigence de performance applicable pour garantir que la performance est acceptable.

4.3 Environnement d'essai

En général, les conditions d'ambiance anormales, telles que les événements sismiques, les champs de rayonnements, les conditions de pression, de température, d'humidité extrêmes, sont couvertes par les essais de qualification de conception. Ainsi, les essais des matériels dans de tels environnements ne relèvent pas du domaine de cette norme. Néanmoins il convient que les essais de performances décrits dans cette norme soient réalisés dans les limites des conditions environnementales prévues (à savoir température, pression, humidité, débit etc.). Si les conditions d'essai varient de façon importante, des corrections sont nécessaires pour comparer les tendances des mesures et pour compenser soit les variations de performances dues aux conditions environnementales soit l'effet des conditions environnementales sur les performances.

Dans certains cas, par exemple lors des essais de temps de réponse des capteurs de température, les conditions de fonctionnement du procédé peuvent avoir une forte influence sur les résultats. Dans ces cas-là, les essais doivent être réalisés dans les conditions de fonctionnement normales ou dans des conditions similaires pour observer les performances des capteurs en service réel. Il convient de ne pas extrapoler les conditions opérationnelles à partir de conditions recréées en laboratoire car les résultats obtenus peuvent être entachés d'incertitudes importantes et non quantifiables.

4.4 Intervalle d'essai

Les intervalles d'essai doivent être établis pour détecter les performances non acceptables. Il convient que les facteurs suivants soient pris en compte pour déterminer les intervalles d'essai:

- a) Exigences de spécification techniques.
- b) Exigences réglementaires.
- c) Recommandations des fabricants et normes industrielles.
- d) Marges entre les performances mesurées et les limites de performance admissibles.
- e) Caractéristiques de taux d'évolution des performances dans le temps; et
- f) Taux de défaillance des composants et objectif de fiabilité.

4.5 Lieu d'essai

Il convient de réaliser, autant que cela est pratique, les essais in-situ. Le retrait d'un appareil à des fins d'essai est acceptable seulement si un tel retrait n'affecte pas les résultats d'essai. Dans la plupart des cas considérés dans cette norme, les essais sont réalisés in-situ, à distance de l'armoire d'instrumentation, dans la zone de la salle de commande. Les procédures doivent être mises en œuvre pour confirmer que l'état des matériels est restauré après l'essai.

4.6 Etalonnage des matériels de mesure et d'essai

L'étalonnage des équipements de mesure et d'essai utilisés pour vérifier les caractéristiques des performances des matériels doit pouvoir être tracé conformément aux normes nationales et/ou accepté par rapport aux valeurs liées aux phénomènes physiques naturels. Des procédures écrites doivent être utilisées pour étalonner et les résultats de l'étalonnage doivent être documentés.

4.7 Résultats d'essai

Les résultats d'essai doivent être comparés avec les limites de performance admissibles. L'incertitude admise pour les essais de surveillance de performances doit faire partie des résultats d'essai ou de la détermination des limites de performances. Si les résultats indiquent un dépassement des limites, ou si la vitesse d'évolution des caractéristiques est telle que les limites de performance admissibles peuvent être dépassées au prochain essai, alors il convient de lancer des actions prédéfinies pour corriger le problème.

Il convient d'exprimer la précision des essais en pourcentage de la valeur considérée ou sous la forme d'une marge de tolérance l'encadrant. Cette précision est à déterminer non seulement à partir des incertitudes liées au matériel, mais aussi à partir des incertitudes liées aux techniques d'essai et d'analyse mises en œuvre. Si l'on ne peut pas déterminer objectivement les incertitudes, il convient de démontrer que les résultats d'essai présentent un caractère conservateur.

4.8 Validation des méthodes d'essai

Toutes les méthodes d'essai de surveillance des performances doivent être validées. Cette validation doit être documentée et il convient qu'elle prenne en compte les points suivants:

- a) Comparaison des méthodes d'essai avec des essais de laboratoire et/ou des essais in-situ pour établir la validité de la méthode et quantifier la précision des résultats obtenus. Il convient d'établir la précision de la méthode d'essai et des résultats obtenus par des moyens expérimentaux et/ou théoriques. Il convient de considérer lors de la détermination de la précision de la méthode d'essai toutes les sources d'erreur pouvant l'entacher.
- b) Justification théorique de la méthode d'essai.
- c) Que les hypothèses et conditions devant être satisfaites pour garantir la validité de la méthode d'essai sont satisfaites. De plus, il convient de démontrer que si les hypothèses d'essai ne sont pas satisfaites, les résultats obtenus présentent néanmoins un caractère conservateur.
- d) Il convient de concevoir et de développer tout logiciel utilisé pour l'acquisition, la qualification, ou l'analyse des données en utilisant une approche systématique conforme aux normes industrielles reconnues pour le développement du logiciel dans les centrales nucléaires. Il convient, pour tout progiciel, de réaliser les essais correspondant à une vérification et validation (V&V) complète. Il convient de documenter la base utilisée pour définir les essais de V&V et les résultats des activités de V&V. Il convient de concevoir les essais de V&V dans le but de révéler tout problème qui peut produire un résultat invalide ou ne présentant pas de caractéristiques conservatrices.

4.9 Qualification du personnel d'essai

Les essais permettant de vérifier les performances de l'instrumentation des centrales nucléaires doivent être réalisés par du personnel d'essai qui a suivi une formation adaptée, dispensée par des experts expérimentés ayant une qualification documentée pour faire cette formation. La formation du personnel d'essai doit être documentée et mise à jour périodiquement. L'énumération suivante fournit des exemples de thèmes de formation permettant de qualifier le personnel d'essai:

- a) principes des essais de vérification de performances;
- b) revue des procédures d'essai de performances;
- c) préparation des matériels pour l'acquisition de données;
- d) formation sur l'acquisition de données et l'analyse des logiciels; et
- e) interprétation et documentation des résultats.

5 Moyens adaptés à la vérification des performances de l'instrumentation

5.1 Introduction

Cet Article fournit des exigences relatives à l'étalonnage, à la vérification des chaînes, aux essais fonctionnels et aux essais de temps de réponse de l'instrumentation du procédé. Des descriptions de méthodes permettant de réaliser l'étalonnage de l'instrumentation et de tester les temps de réponse sont fournies ci-après.

Les performances des appareils utilisés en centrales nucléaires peuvent être mesurées en laboratoire ou sur des bancs d'essai. Les moyens de laboratoire ou les bancs d'étalonnage d'instrumentation sont des éléments connus et cette norme ne s'y intéresse pas. Par contre elle décrit les moyens utilisés pour vérifier l'étalonnage de capteurs ou de transmetteurs in-situ et en ligne. En ce qui concerne les performances de temps de réponse des capteurs et des transmetteurs, les méthodes d'essai en laboratoire ou sur banc d'essai, comme celles utilisées in-situ en ligne sont décrites dans cette norme.

5.2 Etalonnage

L'étalonnage des appareils repose sur des données d'entrée dont la précision est connue pour vérifier que les appareils produisent les données de sortie attendues sur la gamme de fonctionnement prévue dans les limites spécifiées. Lorsque l'étalonnage est fait dans le cadre de la vérification des performances de l'appareil, celui-ci, prenant en compte le retour d'expérience, doit être réalisé ou vérifié sur la base d'une ou plusieurs des techniques suivantes:

- a) perturbation de la variable surveillée;
- b) simulation de la variable surveillée (ceci est parfois désigné comme de l'étalonnage conventionnel);
- c) surveillance en ligne (par comparaison de paramètres redondants et/ou diversifiés); et
- d) étalonnage croisé (aussi appelé validation croisée) de capteurs redondants.

Cette norme traite principalement d'un ensemble de méthodes de surveillance en ligne et d'étalonnage/validation croisé.

5.3 Vérification de chaînes

Les vérifications de chaînes mettant en jeu les indications fournies par plusieurs chaînes d'instrumentation ont pour but de vérifier la continuité du caractère opérationnel des chaînes d'instrumentation entre les opérations d'étalonnage. En conséquence, ces vérifications doivent être réalisées plus fréquemment que les opérations d'étalonnage. Elles ne nécessitent pas habituellement d'intervention matérielle au-delà de l'observation et de l'enregistrement des indications de la chaîne considérée.

5.4 Essais fonctionnels

Des essais fonctionnels doivent être réalisés pour vérifier que la chaîne d'instrumentation assure la fonction attendue.

5.5 Essai de temps de réponse

Les essais de temps de réponse doivent être réalisés à des intervalles prédéfinis. Ils peuvent être réalisés avec l'instrumentation en service ou hors service. Des méthodes acceptables pour tester les temps de réponse sont indiquées ci-dessous dans la norme et des informations complémentaires portant sur celles-ci sont fournies en annexe. Ces méthodes comprennent les essais in-situ qui peuvent être réalisés réacteur en fonctionnement. Des exemples de méthodes d'essai in-situ de mesure des temps de réponse sont la mesure du temps de réponse par circulation de courant pour les capteurs de température et la technique d'analyse de bruit pour les capteurs de pression et détecteurs neutroniques. Pour l'essai de temps de réponse des thermocouples, la méthode par Echelon de Chauffage par Boucle de Courant ou la technique d'analyse de bruit peuvent être utilisées. La technique d'analyse de bruit peut aussi être utilisée pour surveiller la dégradation du temps de réponse des capteurs SR. Si une telle dégradation est constatée, alors des essais de type ECBC doivent être réalisés pour déterminer si le temps de réponse des capteurs SR est acceptable. Des exigences détaillées portant sur les SR sont fournies par la CEI 61224 et la CEI 62397.

La mesure de temps de réponse du reste de la chaîne d'instrumentation doit être réalisé conformément aux exigences.

Des exemples de méthodes d'essai en laboratoire ou sur banc sont l'essai par immersion pour les capteurs de température et l'essai par variation linéaire pour les capteurs de pression.

6 Méthodes de vérification de l'étalonnage des appareils

6.1 Considérations générales

Cet Article traite de la vérification en ligne de l'étalonnage sur site des capteurs et transmetteurs.

L'étalonnage des appareils redondants tels que les capteurs SR du réfrigérant primaire dans un réacteur à eau pressurisée (REP) peut être vérifié en utilisant la méthode connue sous le nom d'étalonnage croisé ou validation croisée. Pour les appareils non redondants ou pour ceux pour lesquels la redondance est limitée à quelques appareils, l'approche de la surveillance de l'étalonnage en ligne est utilisée. Les exigences portant sur la méthode d'étalonnage croisé et sur l'approche de la surveillance de l'étalonnage en ligne sont indiquées ci-dessous.

6.2 Méthode d'étalonnage croisé (validation croisée)

La méthode d'étalonnage croisé est habituellement utilisée pour les capteurs SR. Une fois qu'un groupe de capteurs SR est correctement étalonné et mis en œuvre sur l'installation, les essais d'étalonnage croisé doivent être réalisés périodiquement (par exemple une fois par cycle de maintenance) pour garantir que l'étalonnage des capteurs SR n'a pas évolué hors des limites acceptables.

L'essai suppose une comparaison systématique d'un groupe de capteurs SR redondants qui mesurent la même température. Pour réaliser l'essai, il convient de mesurer la résistance des capteurs SR de façon séquentielle et d'évaluer la température équivalente en utilisant les tables d'étalonnage des capteurs SR les plus récents. Il convient d'obtenir les indications de température des capteurs SR ou bien à partir des calculateurs de tranche ou bien en utilisant un système d'acquisition de données approprié. Les températures doivent alors être moyennées et les écarts de chaque capteur SR par rapport à la moyenne doivent être calculés. Il convient de déclarer hors tolérance tout capteur SR qui a dépassé l'écart prédéfini, de le marquer et/ou de le retirer du calcul de la moyenne; puis ce processus doit être répété autant de fois que nécessaire pour repérer tous les appareils hors tolérance.

Il convient de réaliser l'essai à plusieurs températures, à des conditions isothermes, durant les périodes de montée ou de descente en température du réacteur. A l'aide des données collectées à au moins trois niveaux de températures très différents, une nouvelle table d'étalonnage peut être produite pour un appareil hors tolérance. Cette approche revient essentiellement à étalonner sur site l'appareil hors tolérance. Pour plus d'information voir l'Annexe A.

En réalisant les essais d'étalonnage croisé/validation croisée, un certain nombre de facteurs doivent être pris en compte:

- a) Les données d'essai doivent être examinées au niveau de la stabilité de la température pour s'assurer qu'il n'y a pas de fluctuations excessives de la température. S'il y a des variations importantes de température, on doit corriger analytiquement les données pour minimiser les effets de variation sur les résultats d'essai.
- b) Les données d'essai doivent être examinées au niveau de l'uniformité de la température de l'installation pour garantir que les différentes boucles sont à la même température et que les capteurs SR redondants sont en présence de températures pratiquement égales. Si ce n'est pas le cas, des corrections analytiques doivent être introduites pour prendre en compte ces différences de température qui peuvent avoir un impact sur les résultats.
- c) L'incertitude associée aux résultats d'essai doit être déterminée en combinant les incertitudes liées aux mesures et au matériel d'essai, à celles dues aux variations de température, à la non-uniformité de la température de l'installation et à toute erreur de précision qui pourrait survenir.

La méthode d'étalonnage croisé décrite ci-dessus peut aussi être utilisée pour vérifier l'étalonnage des thermocouples. Dans ce cas, les indications de chaque thermocouple doivent être comparées avec la moyenne des capteurs SR. Il convient de ne pas faire un étalonnage croisé de tous les thermocouples ensemble. Il convient plutôt de faire un étalonnage croisé en prenant la moyenne des indications des capteurs SR mesurant la même température.

Le critère d'acceptation pour qu'un capteur SR satisfasse à l'essai d'étalonnage croisé dépend de l'installation. La procédure de la centrale doit identifier le critère d'acceptation basé sur les exigences de précision relatives aux capteurs de température de la centrale. Habituellement, un capteur SR est accepté si l'écart observé par rapport à la température moyenne est inférieur à $\pm 0,3$ °C. Pour des thermocouples le critère d'acceptation habituel est de $\pm 1,0$ °C.

6.3 Surveillance de l'étalonnage en ligne

6.3.1 Introduction

La technique d'étalonnage croisé décrite ci-dessus peut être utilisée pour des appareils redondants (par exemple six ou plus). Lorsque le nombre d'appareils redondants n'est pas suffisant, il convient d'utiliser la surveillance de l'étalonnage en ligne pour vérifier l'étalonnage des appareils.

Le principe de la surveillance de l'étalonnage en ligne est décrit ci-dessous et les détails en sont présentés à l'Annexe B. La surveillance de l'étalonnage en ligne est applicable à la plupart des appareils et peut être utilisée pour vérifier l'étalonnage des capteurs SR (y compris des détecteurs neutroniques) et des transmetteurs ou bien d'une chaîne d'instrumentation complète. En particulier, la surveillance de l'étalonnage en ligne est utile pour les transmetteurs de pression, de niveau et de débit. Ainsi les exigences concernant la surveillance de l'étalonnage en ligne fournies dans cette norme le sont pour les transmetteurs de pression, de niveau et de débit. On appelle donc collectivement les transmetteurs de pression, de niveau et de débit: transmetteurs de pression ou simplement transmetteurs.

6.3.2 Principe de la surveillance en ligne de l'étalonnage

L'étalonnage des transmetteurs de pression des centrales nucléaires de puissance comprend généralement deux étapes:

- a) Déterminer si l'étalonnage est nécessaire. Cette étape correspond à l'injection dans l'appareil d'une série d'entrées connues couvrant la gamme de fonctionnement de celui-ci. Les sorties sont enregistrées pour chaque entrée et comparées à un critère d'acceptation.
- b) Étalonner si nécessaire. Si l'appareil ne satisfait pas aux critères d'acceptation, on l'étalonne en réalisant les ajustements nécessaires.

La première étape peut être automatisée et réalisée avec le réacteur en fonctionnement. Cette approche peut être utilisée pour vérifier l'étalonnage des appareils ou rallonger l'intervalle entre les étalonnages des appareils. Cela s'appelle la surveillance d'étalonnage en ligne, l'essai d'étalonnage en ligne, ou la surveillance de dérive en ligne.

6.3.3 Exigences relatives à l'acquisition de données

Pour surveiller l'étalonnage en ligne, il convient d'enregistrer les sorties des appareils de façon continue ou périodique pour identifier les dérives, les erreurs de biais, le bruit et les autres anomalies. Les données nécessaires à la surveillance de l'étalonnage en ligne peuvent être issues des calculateurs de tranche, d'un système dédié à l'acquisition de données ou de tout autre moyen. Il convient que les données soient collectées durant les périodes de démarrage et d'arrêt pour permettre de vérifier l'étalonnage des appareils sur toute leur gamme de fonctionnement. L'étalonnage du matériel d'acquisition de données doit être fait et documenté. Cet étalonnage doit pouvoir être tracé par rapport à des exigences d'assurance qualité.

6.3.4 Exigences relatives à l'analyse et à la qualification des données

Il convient de vérifier (qualifier) les données de surveillance en ligne pour s'assurer que des informations aberrantes ne sont pas utilisées pour la vérification de l'étalonnage des appareils. Des exemples de méthodes de vérification sont le filtrage et les tests de densité de probabilité d'amplitude (DPA). Suite à la qualification des données, une analyse doit être réalisée mettant en œuvre les techniques de moyenne et de modélisation nécessaires pour estimer la valeur de la mesure sur le procédé qui est à surveiller. La valeur estimée de la mesure doit être comparée avec l'indication de l'appareil individuel pendant une certaine période de temps, afin de déterminer si l'indication de l'appareil dérive ou si l'appareil présente un écart par rapport à l'estimation de la mesure. Il convient d'évaluer les résultats en tenant compte de la dérive admissible et des limites d'écart qui sont cohérentes avec l'analyse des points de consigne de la tranche.

6.3.5 Prise en compte des dérives de mode commun

Lorsque l'objectif de la surveillance en ligne est l'allongement des intervalles de temps entre les étalonnages des transmetteurs, on doit stipuler qu'au moins un transmetteur de chacun des groupes redondants doit être étalonné au moins une fois à chaque cycle de maintenance. De plus, cet étalonnage doit être réalisé à tour de rôle sur les capteurs SR, de façon à ce que chaque transmetteur du groupe redondant soit étalonné périodiquement (par exemple une fois tous les huit ans), et ceci même si le transmetteur n'a pas présenté de problème d'étalonnage lors de la surveillance en ligne du procédé.

Au lieu d'étalonner un des transmetteurs redondants à chaque cycle de maintenance, des techniques de modélisation peuvent être employées pour prendre en compte toutes les possibilités de dérive de mode commun. Des techniques de modélisation physiques ou/et empiriques sont acceptables pour cela. Ceci supposant que la précision du processus d'estimation basé sur la technique de modélisation soit meilleure que la dérive que l'on doit détecter. Toute technique de modélisation utilisée dans ce cadre doit avoir fait l'objet d'une configuration adaptée, doit être validée et documentée pour le système à modéliser. La configuration du modèle implique que l'on fournisse une série de signaux d'entrée et de sortie connus au modèle, correspondant à une gamme élargie des conditions de fonctionnement du procédé et que l'on ajuste les coefficients du modèle ou les facteurs de pondération jusqu'à ce que le modèle puisse fournir correctement la valeur d'un paramètre du procédé reposant sur les mesures d'autres paramètres du procédé.

Toutes les incertitudes des résultats produits par les techniques de modélisation doivent être quantifiées pour garantir que la précision des techniques de modélisation est meilleure que la dérive devant être identifiée.

6.3.6 Fréquence de collecte des données

La fréquence de collecte des données dépend de la technique d'analyse utilisée. Pour une analyse par des techniques de modélisation, un échantillonnage fréquent est nécessaire (un échantillon au moins par seconde). De plus, les données associées aux signaux à modéliser ensemble doivent être échantillonnées simultanément. Pour les analyses par technique de moyenne, l'échantillonnage fréquent n'est pas nécessaire bien que celui-ci puisse améliorer la fiabilité des résultats.

7 Méthodes de test du temps de réponse

7.1 Tests du temps de réponse pour les transmetteurs de pression

Deux méthodes sont disponibles pour tester le temps de réponse des transmetteurs de pression. On distingue la méthode de test en laboratoire ou sur banc d'essai et la méthode sur l'installation (ou in-situ). La méthode de test en laboratoire est appelée essai linéaire et la méthode in-situ est appelée technique d'analyse du bruit. Les exigences applicables à l'utilisation de ces méthodes sont indiquées ci-dessous.

7.1.1 Essai linéaire

Pour réaliser un essai linéaire il convient d'utiliser un générateur hydraulique de pression pour produire un signal d'essai linéaire. Le signal linéaire est utilisé pour le test du temps de réponse des transmetteurs de pression de centrales nucléaires car les événements de dimensionnement des centrales nucléaires supposent habituellement que les transitoires de pression ont la forme d'une fonction d'entrée linéaire.

Le signal linéaire doit être injecté en entrée du transmetteur en essai et simultanément au transmetteur de référence à réponse rapide. Il convient que le temps de réponse du transmetteur en référence soit inférieur à 10 ms. La sortie du transmetteur en essai et celle du transmetteur de référence doivent être enregistrées et analysées pour obtenir la valeur du temps de réponse du transmetteur en essai. L'analyse doit faire intervenir une mesure du retard asymptotique entre les sorties linéaires du transmetteur en essai et du transmetteur de référence. Il ne doit pas y avoir, lors de l'essai, de vide dans les tuyaux reliant le générateur hydraulique de signal linéaire et le transmetteur en essai. Le vide dans les tuyauteries peut produire des oscillations au niveau des données d'essai et entraîner des erreurs au niveau des résultats de l'essai linéaire.

7.1.2 Technique d'analyse de bruit

La technique d'analyse de bruit repose sur la surveillance des fluctuations naturelles qui existent au niveau de la sortie des transmetteurs de pression lorsque le procédé est en fonctionnement. Ces fluctuations (bruit) sont dues aux turbulences induites par le débit d'eau dans le système, les transferts de chaleur aléatoires dans le cœur et d'autres phénomènes naturels.

Pour réaliser l'essai, il convient d'enregistrer numériquement le bruit à la sortie de chaque transmetteur de pression pendant 1 h et de l'analyser. Il convient d'extraire le bruit de la sortie du transmetteur en utilisant des filtres à large bande ou un mécanisme de biais à courant continu, et des filtres à faible bande passante doivent être utilisés pour éliminer le bruit supplémentaire et assurer le lissage. Il convient que la fréquence d'échantillonnage soit rapide (par exemple au moins 100 échantillons par seconde).

Avant de faire l'analyse, les données de bruit doivent être vérifiées pour garantir que les résultats associés au temps de réponse sont issus d'enregistrements de données pertinents. Il convient d'utiliser pour l'analyse des données de bruit un algorithme de traitement temporel et/ou de traitement fréquentiel conçu pour les calculs relatifs au temps de réponse des capteurs SR. La validité de cette analyse doit être démontrée en utilisant des données simulées et des données issues de transmetteurs de l'installation ou de laboratoire ayant une valeur de temps de réponse connue. Il convient d'utiliser aussi la validation des résultats pour évaluer la précision associée aux résultats relatifs au temps de réponse obtenus par la technique d'analyse du bruit. Les expériences passées ont montré que la précision moyenne des résultats de l'analyse de bruit pour le test de temps de réponse de capteurs SR est généralement de $\pm 10\%$ de la valeur du temps de réponse obtenu par l'analyse de bruit ou de $\pm 0,10$ s (ce qui est supérieur). Ceci supposant que les données de bruit soient correctement collectées, vérifiées et analysées en utilisant des algorithmes temporel et/ou fréquentiel validés.

Si un transmetteur présente un temps de réponse dégradé ou si le temps de réponse dépasse la limite admissible, il convient de rechercher si le problème vient du transmetteur de pression ou de la ligne d'instrumentation ou des deux. Si la bande passante du bruit du procédé n'est pas claire, les résultats de temps de réponse peuvent présenter un caractère conservateur. En particulier, si la bande passante du bruit du procédé est plus petite que la fréquence de la réponse du transmetteur, les résultats de l'analyse de bruit peuvent être supérieurs au temps de réponse du transmetteur en essai.

La technique d'analyse de bruit peut aussi être utilisée, de la même façon que pour les transmetteurs de pression, pour tester les temps de réponse des thermocouples et des détecteurs neutroniques. Habituellement, dans le cas du test du temps de réponse de détecteurs neutroniques, les données de bruit doivent être collectées très rapidement (en utilisant des fréquences d'échantillonnage se situant dans la gamme des kHz), alors que pour les thermocouples des fréquences d'échantillonnage moins rapides sont bien adaptées (par exemple 100 Hz).

La technique d'analyse de bruit ne peut être utilisée pour tester le temps de réponse de transmetteur de pression de l'enceinte, les transmetteurs de niveau de réservoirs et les transmetteurs présentant un bruit procédé faible ou inexistant. Pour ces transmetteurs, les données de bruit d'entrée peuvent souvent être produites artificiellement en utilisant un générateur de bruit mécanique mettant en œuvre un convertisseur courant-pression (I à P ou I/P). Le convertisseur I/P est relié au générateur de signal qui fournit un bruit aléatoire à large bande. Ce bruit est converti par le convertisseur I/P en signal de bruit de pression et est utilisé pour le test du temps de réponse du transmetteur. L'acquisition et l'analyse des données associées à cette approche sont réalisées de la même façon que pour la technique de l'analyse du bruit décrite ci-dessus.

7.1.3 Essai de perte d'alimentation

En plus de la technique d'analyse de bruit, une méthode appelée essai de perte d'alimentation peut être utilisée mais seulement pour des tests in-situ du temps de réponse des transmetteurs de pression à équilibre de force. Pour réaliser un essai de perte d'alimentation, la source d'alimentation du transmetteur doit être coupée pendant quelques secondes et puis rebranchée. Lorsque l'alimentation est rétablie, le transmetteur fournit une valeur de sortie qui doit être enregistrée numériquement et doit être analysée pour fournir la valeur du temps de réponse du transmetteur. On doit utiliser pour l'analyse un algorithme conçu et validé pour les calculs de temps de réponse des transmetteurs de pression à équilibre de force par la méthode d'essai de perte d'alimentation.

L'essai de perte d'alimentation prend en compte la réponse dynamique des composants mécaniques et électroniques des transmetteurs et donne ainsi un temps de réponse global du système électromécanique du transmetteur.

7.2 Test de temps de réponse des capteurs SR de température

Le temps de réponse des capteurs SR de température est mesuré en laboratoire en utilisant une méthode appelée essai par immersion. Après installation du capteur sur le dispositif, il convient de mesurer son temps de réponse en utilisant la méthode d'analyse de la réponse à un échelon de chauffage par boucle de courant. Les exigences pour utiliser ce type d'essai dans les centrales nucléaires sont présentées ci-dessous. Des essais complémentaires tels que la méthode d'auto-échauffement et la technique d'analyse de bruit sont également présentés.

7.2.1 Essai par immersion

Il convient de réaliser cet essai par immersion en laboratoire avec de l'eau à basse température (par exemple de 20 °C à 70 °C). Il convient que le débit de cette eau soit d'1 m/s. Le capteur doit être plongé de l'air dans l'eau. Durant ce processus, la sortie du capteur doit être enregistrée jusqu'à l'atteinte de l'état stabilisé. Le temps de réponse doit être déterminé en mesurant le temps nécessaire pour atteindre 63,2 % de la différence entre la valeur initiale et la valeur finale stabilisée de la sortie du capteur. Il convient de disposer d'un moyen permettant d'identifier l'instant où le capteur entre dans l'eau. Cet instant doit être pris comme instant initial pour l'essai par immersion.

Il est important de noter que le temps de réponse des capteurs dépend du débit et de la température du liquide dans lequel ils sont plongés pour être essayés. De plus pour les capteurs montés dans des doigts de gant, le temps de réponse dépend aussi de la qualité du raccordement entre l'extrémité du capteur et le doigt de gant. Ainsi, les résultats d'essai par immersion ont peu de pertinence une fois le capteur installé sur la tranche. Pour obtenir le temps de réponse d'un capteur en service opérationnel, il doit être testé in-situ en utilisant la méthode d'essai par ECBC décrite ci-dessous.

7.2.2 Essai par échelon de chauffage par boucle de courant

L'essai par Echelon de Chauffage par Boucle de Courant (ECBC), doit être utilisé pour mesurer le temps de réponse en service opérationnel de capteurs SR ou de thermocouples installés sur le procédé en fonctionnement. Il convient de réaliser l'essai à distance à partir des armoires d'instrumentation dans la zone de la salle de commande, où les câbles provenant des capteurs SR situés sur le terrain rejoignent les équipements de conditionnement des signaux. L'essai revient à chauffer électriquement le capteur en appliquant un courant aux extrémités des câbles d'extension du capteur SR. Pour les capteurs SR, il convient d'utiliser un courant continu faible (par exemple de 40 mA à 80 mA). Pour les thermocouples il convient d'utiliser un courant alternatif entre 0,2 A et 0,6 A. Du fait d'exigences d'essai différentes, les mêmes appareils ne peuvent normalement pas être utilisés pour les essais par ECBC des capteurs SR et ceux des thermocouples.

Le courant produit un transitoire de température dans le capteur SR que l'on doit enregistrer numériquement et analyser pour évaluer le temps de réponse du capteur. Pour les capteurs SR, les données doivent être enregistrées lorsque le courant passe dans le capteur et que celui-ci monte en température. Pour les thermocouples, les données doivent être enregistrées après coupure du courant lorsque la température du thermocouple décroît pour rejoindre la température ambiante.

L'essai par ECBC prend en compte toute influence liée à l'installation sur le temps de réponse du capteur SR. Ceci comprend, le cas échéant, les effets liés aux doigts de gant, le raccordement entre le capteur et le doigt de gant et tous les effets induits par les conditions du procédé, telles que la température, le débit du fluide, etc. Il convient de réaliser l'essai par ECBC dans des conditions de fonctionnement normal ou dans conditions proches pour avoir un temps de réponse du capteur en service réel. Ceci est très important car contrairement aux transmetteurs de pression, le temps de réponse des capteurs SR dépend de la température, du débit et de la pression du fluide pour lequel le capteur est installé. Cependant, lorsque de nouveaux capteurs sont installés sur une tranche, des essais par ECBC peuvent être réalisés en arrêt à froid pour vérifier que les capteurs SR sont correctement installés pour offrir des performances de temps de réponse optimum lorsque le fonctionnement en puissance de la tranche reprendra. Les essais par ECBC fournissent des résultats à comparer avec ceux des autres capteurs pour identifier les appareils hors tolérance d'un point de vue du temps de réponse. Que des appareils hors tolérance soient identifiés ou non, l'essai par ECBC doit être répété sur tous les capteurs nouvellement installés, ceci dans des conditions de fonctionnement normal ou dans des conditions proches pour obtenir les vrais temps de réponse des capteurs. Un appareil hors tolérance est un capteur dont les résultats de l'essai par ECBC sont significativement différents de ceux des autres capteurs redondants sur la même installation et dans les mêmes conditions de procédé. On peut rencontrer des appareils hors tolérance pour différentes raisons, par exemple: à cause d'une mauvaise introduction du capteur dans son doigt de gant, à cause de saletés dans le doigt de gant, à cause d'un mauvais raccordement capteur/doigt de gant, etc.

Les données de l'essai par ECBC doivent être analysées en utilisant un algorithme mathématique développé sur la base d'analyse thermique des capteurs SR et d'un modèle de transfert de chaleur pertinent. L'analyse des données de l'essai par ECBC doit fournir une valeur du temps de réponse et une indication concernant la précision des résultats portant sur le temps de réponse. Il convient que la précision associée aux résultats repose non seulement sur la précision du matériel utilisé pour évaluer celui-ci, mais aussi sur la précision des algorithmes qui sont utilisés pour estimer ce temps de réponse. Lors d'expériences passées, la précision des résultats d'évaluation des temps de réponse par la méthode ECBC a été évaluée à $\pm 10\%$.

7.2.3 Essai par auto-échauffement

L'essai par auto-échauffement est complémentaire de la méthode par ECBC pour autant il ne donne pas de valeur du temps de réponse. La réalisation de cet essai applicable uniquement aux capteurs SR est optionnelle. Lors de cet essai le niveau de chaleur interne du capteur SR est mesuré comme une fonction de l'entrée d'alimentation électrique (I^2R). Le résultat est un indicateur qui est généralement exprimé en ohms par watt (Ω/W), appelé l'indice d'auto-échauffement du capteur. Une évolution importante de cet indicateur indiquerait une évolution du temps de réponse.

L'essai par auto-échauffement est réalisé en utilisant le même matériel que celui utilisé pour l'essai par échelon de chauffage par boucle de courant.

7.2.4 Analyse de bruit

Si l'objectif des essais de temps de réponse est de surveiller les évolutions significatives du temps de réponse par rapport à une valeur de référence ou de détecter des dégradations importantes du temps de réponse du capteur SR, alors la méthode d'analyse de bruit peut être utilisée. Cependant, l'essai par ECBC fournit des résultats habituellement plus précis et il convient donc de l'utiliser à moins que l'on ait une différence importante entre la valeur admissible du temps de réponse et la valeur attendue du temps de réponse du capteur.

8 Détection en ligne des restrictions et des vides dans les lignes d'instrumentation de pression

Les systèmes de mesure de pression des centrales nucléaires comprennent généralement des lignes d'instrumentation (aussi appelées lignes d'impulsion) pour transmettre la pression, du procédé au capteur. Suivant l'installation et les contraintes de service, les lignes d'instrumentation peuvent mesurer de quelques mètres à plusieurs centaines de mètres.

Du fait de produits chimiques tels que le bore ou d'éléments polluants dans l'eau du réacteur, et d'autres phénomènes, les lignes d'instrumentation peuvent s'obstruer sur une certaine période de temps. De plus des problèmes affectant les vannes d'isolement ou d'équilibre peuvent avoir pour résultat un bouchage partiel des lignes d'impulsion, des fuites ou d'autres problèmes.

La conséquence d'une restriction sur une ligne d'instrumentation est l'augmentation du temps de réponse du transmetteur concerné. L'augmentation du temps de réponse dépend de la conformité du transmetteur. Pour les transmetteurs qui présentent une bonne conformité, la présence d'une restriction sur la ligne d'instrumentation peut augmenter significativement la valeur du temps de réponse alors que pour d'autres l'impact sera faible. La conformité est égale à la valeur du déplacement de l'élément sensible par unité d'entrée de pression.

De plus, la présence d'air ou de gaz dans les lignes d'instrumentation est un problème qui a des conséquences sur l'état stabilisé (étalonnage) ou les performances de temps de réponse des transmetteurs de pression. Ainsi, des essais doivent être réalisés pour identifier toute restriction, vide ou fuite dans les systèmes d'instrumentation de pression. Il convient de réaliser l'essai en utilisant la technique d'analyse du bruit. Pour détecter une restriction ou du vide dans des lignes d'instrumentation de pression, il convient d'échantillonner le bruit affectant le transmetteur de pression par ordinateur, de l'analyser et de comparer les résultats avec des données de base pour déterminer si il y a développement ou non d'une restriction ou de vide dans la ligne d'instrumentation. Pour la détection des fuites, il convient de calculer la variance associée au signal du bruit et de la comparer avec la variance associée à un capteur du même type ou similaire pour déterminer s'il y a des fuites sur la ligne d'instrumentation.

En conclusion, le test du temps de réponse des transmetteurs de pression, de niveau et de débit basé sur la technique d'analyse du bruit devrait automatiquement prendre en compte au niveau du temps de réponse la contribution de toute restriction et permettre aussi d'aider à identifier les vides et les fuites.

9 Vérification des performances des détecteurs neutroniques

Il convient de vérifier les performances des détecteurs neutroniques par l'approche de surveillance en ligne et la méthode de l'analyse de bruit de la même façon que pour les transmetteurs de pression. Les détecteurs neutroniques sont généralement rapides et leur temps de réponse ne fait normalement pas l'objet d'exigences très strictes comme c'est le cas pour les capteurs de pression et de température des centrales nucléaires. Ainsi, les essais de temps de réponse tels que prescrits ici ont pour but de vérifier les performances pour garantir que la dynamique des détecteurs n'a pas changé par rapport aux valeurs de base. En fait, dans le cas des détecteurs neutroniques, en plus du temps de réponse il convient de mesurer d'autres indicateurs liés aux données de bruit tels que la variance, le biais et le coefficient de kurtosis et de les suivre comme moyens permettant de s'assurer que les dynamiques de capteur n'ont pas évolué de façon significative.

De plus, les performances des détecteurs neutroniques dépendent de l'intégrité de leurs câbles et de leurs connecteurs. Ainsi, pour les détecteurs neutroniques, en plus de la surveillance en ligne et de la mesure sur site des temps de réponse, on doit tester les câbles en utilisant des méthodes telles que la mesure d'impédance et l'essai de réflectométrie du domaine temporel. Ces méthodes sont décrites dans les références fournies dans la Bibliographie.

La combinaison de la surveillance en ligne, des tests de temps de réponse et des mesures associées aux câbles constitue un ensemble de moyens efficaces pour déterminer si les performances d'un détecteur neutronique ont évolué. Les résultats sont utiles dans le cadre de la gestion du vieillissement pour établir a priori un planning de remplacement ou de maintenance des détecteurs et des câbles.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62385:2007