

Publication 60076-2 de la CEI
(Deuxième édition - 1993)
Transformateurs de puissance –
Partie 2: Echauffement

IEC Publication 60076-2
(Second edition - 1993)
Power transformers –
Part 2: Temperature rise

CORRIGENDUM

Page 10

Article 4.1:

*Dans le cinquième alinéa, commençant par
« La température du fluide... », à la troisième
ligne, au lieu de*

...voir 2.1 de la CEI 76-1...

lire

...voir 1.2 de la CEI 76-1...

Page 11

Clause 4.1:

*In the third paragraph, beginning with
“The cooling medium temperature...”,
third line, instead of*

...see 2.1 of IEC 76-1...

read

...see 1.2 of IEC 76-1...

Page 14

Article 4.3.1:

Dans la deuxième ligne, au lieu de

...en 2.1 de la CEI 76-1...

lire

...en 1.2 de la CEI 76-1...

Page 15

Article 4.3.1:

In the second line, instead of

...in 2.1 of IEC 76-1...

read

...in 1.2 of IEC 76-1...

Juin 1997

June 1997

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
76-2**

Deuxième édition
Second edition
1993-04

Transformateurs de puissance

Partie 2:
Echauffement

Power transformers

Part 2:
Temperature rise



**Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 76-2: 1993**

Révision de la présente publication

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

Les renseignements relatifs à ce travail de révision, à l'établissement des éditions révisées et aux mises à jour peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et en consultant les documents ci-dessous:

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la Publication 50 de la CEI: Vocabulaire Electrotechnique International (VEI), qui est établie sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini, l'Index général étant publié séparément. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande.

Les termes et définitions figurant dans la présente publication ont été soit repris du VEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Symboles graphiques et littéraux

Pour les symboles graphiques, symboles littéraux et signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera:

- la Publication 27 de la CEI: Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique;
- la Publication 617 de la CEI: Symboles graphiques pour schémas.

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit repris des Publications 27 ou 617 de la CEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Publications de la CEI établies par le même Comité d'Etudes

L'attention du lecteur est attirée sur le deuxième feuillet de la couverture, qui énumère les publications de la CEI préparées par le Comité d'Etudes qui a établi la présente publication.

Revision of this publication

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

Information on the work of revision, the issue of revised editions and amendment sheets may be obtained from IEC National Committees and from the following IEC sources:

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
- **Catalogue of IEC Publications**
Published yearly

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC Publication 50: International Electrotechnical Vocabulary (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field, the General Index being published as a separate booklet. Full details of the IEV will be supplied on request.

The terms and definitions contained in the present publication have either been taken from the IEV or have been specifically approved for the purpose of this publication.

Graphical and letter symbols

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to:

- IEC Publication 27: Letter symbols to be used in electrical technology;
- IEC Publication 617: Graphical symbols for diagrams.

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC Publications 27 or 617, or have been specifically approved for the purpose of this publication.

IEC publications prepared by the same Technical Committee

The attention of readers is drawn to the back cover, which lists IEC publications issued by the Technical Committee which has prepared the present publication.

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
76-2**

Deuxième édition
Second edition
1993-04

Transformateurs de puissance

**Partie 2:
Echauffement**

Power transformers

**Part 2:
Temperature rise**

© CEI 1993 Droits de reproduction réservés — Copyright — all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

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



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

**CODE PRIX
PRICE CODE**

U

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

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	4
Articles	
1 Domaine d'application	6
2 Références normatives	6
3 Symboles de désignation selon le mode de refroidissement	6
4 Limites d'échauffement	10
4.1 Généralités	10
4.2 Limites normales d'échauffement à puissance assignée en régime permanent	10
4.3 Spécifications modifiées du fait de conditions de service anormales	14
4.4 Echauffement durant un cycle de charge spécifié	16
5 Essai d'échauffement	16
5.1 Généralités	16
5.2 Méthodes d'essais pour la détermination des échauffements	18
5.3 Détermination des températures d'huile	24
5.4 Détermination de la température moyenne des enroulements	26
5.5 Détermination de la température de l'enroulement avant coupure de l'alimentation	28
5.6 Corrections	28
Annexes	
A Note sur la température de l'huile dans les transformateurs à circulation forcée d'huile	30
B Charge transitoire – Modèle mathématique et essais	34
C Techniques utilisées dans un essai d'échauffement des transformateurs immergés dans l'huile	42

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
Clause	
1 Scope	7
2 Normative references	7
3 Identification symbols according to cooling method	7
4 Temperature-rise limits	11
4.1 General	11
4.2 Normal temperature-rise limits at continuous rated power	11
4.3 Modified requirements because of unusual service conditions	15
4.4 Temperature rise during a specified load cycle	17
5 Test of temperature rise	17
5.1 General	17
5.2 Test methods for temperature-rise determination	19
5.3 Determination of oil temperatures	25
5.4 Determination of average winding temperature	27
5.5 Determination of winding temperature before shutdown	29
5.6 Corrections	29
 Annexes	
A Note on oil temperature in transformers with forced oil circulation	31
B Transient loading – Mathematical model and testing	35
C Techniques used in temperature-rise testing of oil-immersed transformers	43

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Partie 2: Echauffement

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique Internationale) 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. 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 en ce qui concerne les questions techniques, préparés par les comités d'études où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 3) Ces décisions constituent des recommandations internationales publiées sous forme de normes, de rapports techniques ou de guides et agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

La présente partie de la Norme internationale CEI 76 a été établie par le comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 1976.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

Règle de Six Mois	Rapport de vote
14(BC)76	14(BC)78

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

La CEI 76 comprend les parties suivantes, présentées sous le titre général: Transformateurs de puissance.

Partie 1: 1993, Généralités.

Partie 2: 1993, Echauffement.

Partie 3: 1980, Niveaux d'isolement et essais diélectriques.

Partie 5: 1976, Tenue au court-circuit.

Les annexes A, B et C sont données uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS**Part 2: Temperature rise****FOREWORD**

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international cooperation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by technical committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 3) They have the form of recommendations for international use published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.

This part of International Standard IEC 76 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 1976.

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

Six Months' Rule	Report on Voting
14(CO)76	14(CO)78

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

IEC 76 consists of the following parts, under the general title: Power transformers.

Part 1: 1993, General.

Part 2: 1993, Temperature rise.

Part 3: 1980, Insulation levels and dielectric tests.

Part 5: 1976, Ability to withstand short circuit.

Annexes A, B and C are for information only.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Partie 2: Echauffement

1 Domaine d'application

La présente partie de la Norme internationale CEI 76 identifie les transformateurs en fonction de leurs modes de refroidissement, définit les limites d'échauffement et présente en détail les méthodes d'essais pour les mesures des échauffements. Elle s'applique aux transformateurs définis par le domaine d'application de la CEI 76-1.

2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 76. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente partie de la CEI 76 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 76-1: 1993, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*

CEI 85: 1984, *Evaluation et classification thermiques de l'isolation électrique*

CEI 279: 1969, *Mesure de la résistance des enroulements d'une machine à courant alternatif en fonctionnement sous tension alternative*

CEI 354: 1991, *Guide de charge pour transformateurs de puissance immergés dans l'huile*

CEI 606: 1978, *Guide d'application pour les transformateurs de puissance*

CEI 726: 1982, *Transformateurs de puissance de type sec*

CEI 905: 1987, *Guide de charge pour transformateurs de puissance du type sec*

ISO 2592: 1973, *Produits pétroliers – Détermination des points d'éclair et de feu – Méthode Cleveland en vase ouvert*

3 Symboles de désignation selon le mode de refroidissement

Les transformateurs doivent être désignés selon le mode de refroidissement utilisé. Pour les transformateurs immergés dans l'huile, cette désignation est réalisée par un code à quatre lettres défini ci-dessous. Les codes correspondants pour les transformateurs du type sec sont donnés dans la CEI 726.

POWER TRANSFORMERS

Part 2: Temperature rise

1 Scope

This part of International Standard IEC 76 identifies transformers according to their cooling methods, defines temperature-rise limits and details the methods of test for temperature-rise measurements. It applies to transformers as defined in the scope of IEC 76-1.

2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 76. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this part of IEC 76 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent edition of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 76-1: 1993, *Power transformers – Part 1: General*

IEC 85: 1984, *Thermal evaluation and classification of electrical insulation*

IEC 279: 1969, *Measurement of the winding resistance of an a.c. machine during operation at alternating voltage*

IEC 354: 1991, *Loading guide for oil-immersed power transformers*

IEC 606: 1978, *Application guide for power transformers*

IEC 726: 1982, *Dry-type power transformers*

IEC 905: 1987, *Loading guide for dry-type power transformers*

ISO 2592: 1973, *Petroleum products – Determination of flash and fire points – Cleveland open-cup method*

3 Identification symbols according to cooling method

Transformers shall be identified according to the cooling method employed. For oil-immersed transformers this identification is expressed by a four-letter code as described below. Corresponding codes for dry-type transformers are given in IEC 726.

Première lettre: Fluide de refroidissement interne en contact avec les enroulements:

- O huile minérale ou liquide isolant de synthèse de point de feu* $\leq 300\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- K liquide isolant avec point de feu* $> 300\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- L liquide isolant à point de feu non mesurable.

Deuxième lettre: Mode de circulation du fluide de refroidissement interne:

- N circulation *naturelle* par thermosiphon à travers le système de refroidissement et les enroulements;
- F circulation *forcée* à travers le système de refroidissement, circulation par thermosiphon dans les enroulements;
- D circulation forcée à travers le système de refroidissement et dirigée du système de refroidissement jusqu'aux enroulements principaux au moins.

Troisième lettre: Fluide de refroidissement externe:

- A air;
- W eau.

Quatrième lettre: Mode de circulation du fluide de refroidissement externe:

- N convection naturelle;
- F circulation forcée (ventilateurs, pompes).

NOTE - Dans un transformateur désigné come ayant une circulation d'huile forcée et dirigée (deuxième lettre du code D), le débit d'huile à travers les enroulements principaux est déterminé par les pompes et n'est, en principe, pas déterminé par la charge. Une faible partie du flux d'huile venant du dispositif de refroidissement peut être dirigée en dérivation contrôlée pour assurer le refroidissement du circuit magnétique et des autres éléments extérieurs aux enroulements principaux. Les enroulements de réglage et/ou les autres enroulements ayant une puissance relativement faible peuvent aussi avoir une circulation non dirigée d'huile en dérivation.

Dans un transformateur avec refroidissement forcé non dirigé, au contraire (deuxième lettre du code F), le débit d'huile à travers tous les enroulements est variable avec la charge et n'est pas directement lié au débit traversant la pompe de l'équipement de refroidissement.

Un transformateur peut être spécifié avec des variantes de modes de refroidissement. La spécification et la plaque signalétique doivent alors comporter l'information sur les niveaux de puissance pour lesquels le transformateur respecte les limitations d'échauffement lorsque chaque variante de refroidissement est utilisée, voir 7.1 m) de la CEI 76-1. Le niveau de puissance dans la variante ayant la plus grande capacité de refroidissement est la puissance assignée du transformateur (ou d'un enroulement individuel d'un transformateur à enroulements multiples, voir 4.1 de la CEI 76-1). Les variantes sont par convention énumérées par ordre croissant de capacité de refroidissement.

* Méthode d'essai «coupe ouverte Cleveland» selon l'ISO 2592.

First letter: Internal cooling medium in contact with the windings:

- O mineral oil or synthetic insulating liquid with fire point* ≤ 300 °C;
- K insulating liquid with fire point* > 300 °C;
- L insulating liquid with no measurable fire point.

Second letter: Circulation mechanism for internal cooling medium:

- N *natural* thermosiphon flow through cooling equipment and in windings;
- F *forced* circulation through cooling equipment, thermosiphon flow in windings;
- D forced circulation through cooling equipment, *directed* from the cooling equipment into at least the main windings.

Third letter: External cooling medium:

- A air;
- W water.

Fourth letter: Circulation mechanism for external cooling medium:

- N natural convection;
- F forced circulation (fans, pumps).

NOTE - In a transformer designated as having forced directed oil circulation (second code letter D), the rate of oil flow through the main windings is determined by the pumps and is not, in principle, determined by the loading. A minor fraction of the flow of oil through the cooling equipment may be directed as a controlled bypass to provide cooling for core and other parts outside the main windings. Regulating windings and/or other windings having relatively low power may also have non-directed circulation of bypass oil.

In a transformer with forced, non-directed cooling, on the other hand (second code letter F), the rates of flow of oil through all the windings are variable with the loading, and not directly related to the pumped flow through the cooling equipment.

A transformer may be specified with alternative cooling methods. The specification and the nameplate shall then carry information about the power figures at which the transformer fulfils the temperature-rise limitations when these alternatives apply, see 7.1 m) of IEC 76-1. The power figure for the alternative with the highest cooling capacity is the rated power of the transformer (or of an individual winding of a multi-winding transformer, see 4.1 of IEC 76-1). The alternatives are conventionally listed in rising order of cooling capacity.

* "Cleveland open-cup" test method, see ISO 2592.

Exemple:

ONAN/ONAF. Le transformateur a un jeu de ventilateurs qui peuvent être mis en service comme désiré à charge élevée. La circulation de l'huile n'est assurée que par effet de thermosiphon dans les deux cas.

ONAN/OFAF. Le transformateur a un dispositif de refroidissement avec pompes et ventilateurs mais est aussi spécifié avec une capacité de puissance réduite en refroidissement naturel (par exemple, en cas de manque de puissance auxiliaire).

4 Limites d'échauffement

4.1 Généralités

Les valeurs limites d'échauffement des transformateurs sont spécifiées selon des options différentes.

- Un jeu de spécifications s'applique qui se réfère à la puissance assignée en régime permanent. Ces spécifications sont données en 4.2.
- Lorsque cela est explicitement spécifié, un jeu de spécifications additionnel est imposé, qui se réfère à un cycle de charge prescrit. Cette procédure est décrite en 4.4. Elle s'applique essentiellement aux transformateurs de grande puissance pour lesquels les possibilités de charge en secours méritent une attention particulière, et ne devrait pas être normalement applicable pour les transformateurs normalisés de petite et moyenne puissance.

Il est admis dans cette partie de la CEI 76 que les températures de service des différentes parties du transformateur peuvent chacune être définies comme la somme d'une température du fluide de refroidissement (air ambiant ou eau de refroidissement) et d'un échauffement de cette partie du transformateur.

La température du fluide de refroidissement et l'altitude (c'est-à-dire la masse volumique de l'air de refroidissement) sont caractéristiques du site de l'installation. Lorsque les conditions normales de service sur ces aspects prédominent, voir 2-1 de la CEI 76-1, alors les valeurs normales d'échauffement du transformateur déterminent les températures admissibles en service.

Les valeurs d'échauffement sont caractéristiques du transformateur et font l'objet des garanties et des essais aux conditions spécifiées. Les limites d'échauffement normales s'appliquent, à moins que l'appel d'offre et le contrat n'indiquent «conditions spéciales de service». Dans ces cas les limites d'échauffement doivent être modifiées comme cela est indiqué en 4.3.

Aucune tolérance positive n'est admise sur les limites d'échauffement.

4.2 Limites normales d'échauffement à puissance assignée en régime permanent

Quand un transformateur a un enroulement avec des prises de réglage, ayant une plage de réglage excédant $\pm 5\%$, alors les limites d'échauffement doivent s'appliquer pour chaque prise à la puissance de prise, à la tension de prise et au courant de prise appropriée, voir 5.6 de la CEI 76-1. Les pertes dues à la charge sont différentes pour des prises différentes et parfois il en est de même pour les pertes à vide, à savoir dans une plage de réglage où un réglage à flux variable est spécifié.

Examples:

ONAN/ONAF. The transformer has a set of fans which may be put in service as desired at high loading. The oil circulation is by thermosiphon effect only – in both cases.

ONAN/OFAF. The transformer has cooling equipment with pumps and fans but is also specified with a reduced power-carrying capacity under natural cooling (for example, in case of failure of auxiliary power).

4 Temperature-rise limits

4.1 General

Temperature-rise limitations for transformers are specified according to different options.

- A set of requirements apply which refer to continuous rated power. These requirements are given in 4.2.
- When explicitly specified, an additional set of requirements is imposed which is related to a specified loading cycle. This procedure is described in 4.4. It is applicable mainly to large system transformers for which emergency loading conditions deserve particular attention, and should not be regularly used for small and medium-size standardized transformers.

It is assumed throughout this part of IEC 76 that the service temperatures of different parts of a transformer can each be described as the sum of a cooling medium temperature (ambient air or cooling water) and a temperature rise of the transformer part.

The cooling medium temperature and the altitude (with regard to cooling air density) are characteristic of the installation site. When normal service conditions in these respects prevail, see 2.1 of IEC 76-1, then normal values of temperature rise for the transformer will result in allowable service temperatures.

The values of temperature rise are characteristics of the transformer which are subject to guarantees and to tests under specified conditions. Normal temperature-rise limits apply unless the enquiry and contract indicate 'unusual service conditions'. In such cases the limits of temperature rise shall be modified as indicated in 4.3.

No plus tolerance is permitted on temperature-rise limits.

4.2 Normal temperature-rise limits at continuous rated power

When a transformer has a tapped winding with a tapping range exceeding $\pm 5\%$ then the temperature-rise limits shall apply to every tapping at the appropriate tapping power, tapping voltage and tapping current, see 5.6 of IEC 76-1. The load losses are different for different tappings and sometimes also the no-load losses, namely within tapping ranges where variable flux voltage variation is specified.

Si un essai d'échauffement est à faire sur un tel transformateur, il sera fait sur «la prise ayant le plus fort courant», sauf spécification contraire, voir 5.3 dans la CEI 76-1.

NOTE - Dans un transformateur à enroulements séparés, la prise avec le courant le plus élevé est, normalement, la prise qui a les pertes dues à la charge les plus élevées.

Dans un autotransformateur avec prises, le choix de la prise pour l'essai d'échauffement dépendra de la façon selon laquelle ces prises sont disposées.

Pour un transformateur a plus de deux enroulements, les spécifications d'échauffement s'appliquent à la puissance assignée dans chaque enroulement simultanément si la puissance assignée d'un enroulement est égale à la somme des puissances assignées des autres enroulements. Si ce n'est pas le cas, une ou plusieurs combinaisons particulières de charge devront être choisies et spécifiées pour l'essai d'échauffement, voir 5.2.3.

Dans les transformateurs avec disposition concentrique des enroulements, deux enroulements distincts ou plus peuvent être disposés les uns au-dessus des autres. Dans ce cas la température limite d'enroulement doit s'appliquer à la moyenne des mesures des enroulements superposés s'ils sont de même dimension et de même puissance. S'ils ne le sont pas, le mode d'évaluation doit faire l'objet d'un accord.

Les limites d'échauffement données ci-dessous sont valables pour les transformateurs à isolation solide définie comme «Classe A» selon la CEI 85 et immergés dans l'huile minérale ou un liquide synthétique dont le point de feu n'est pas supérieur à 300 °C (première lettre du code: O).

Les limites d'échauffement des transformateurs qui ont un système d'isolation plus résistant à la température et/ou qui sont immergés dans un liquide moins inflammable (lettre du code K ou L) doivent faire l'objet d'un accord.

Les limites d'échauffement pour les transformateurs du type sec avec divers types d'isolation sont données dans la norme CEI 726.

Les limites d'échauffement des transformateurs immergés dans l'huile suivantes (lettre du code O) se réfèrent à un régime établi à la puissance assignée en régime permanent. Elles ne sont valables que lorsque les conditions normales de service en ce qui concerne le refroidissement s'appliquent, voir 4.3.1 ci-dessous.

- Echauffement de l'huile au sommet, voir 5.3.1 60 K

Echauffement moyen des enroulements (mesuré par variation de résistance - voir 5.4)

- Pour transformateurs désignés en tant que ON . . . ou OF . . . 65 K
- Pour transformateurs désignés en tant que OD . . . 70 K

Aucune limite en valeur numérique n'est spécifiée pour l'échauffement du noyau magnétique, des connexions électriques extérieures à l'enroulement ou de pièces structurales à l'intérieur de la cuve. Cependant c'est une évidence que de telles pièces ne doivent pas atteindre des températures susceptibles d'endommager les pièces adjacentes ou de provoquer un vieillissement anormal de l'huile. Pour les transformateurs de grande puissance, cela peut être démontré par un essai spécial, voir l'annexe B.

4.3 *Spécifications modifiées du fait de conditions de service anormales*

Si les conditions de service sur le site d'installation prévu ne tombent pas dans les limites des «conditions normales de service», alors les limites d'échauffement du transformateur doivent être modifiées en conséquence.

Les règles pour les transformateurs secs sont données en 2.2 de la CEI 726.

4.3.1 *Transformateurs immergés dans l'huile à refroidissement par air*

Les limites normales de température ambiante (-25 °C à $+40\text{ °C}$) pour transformateurs de puissance sont données en 2.1 de la CEI 76-1. En ce qui concerne le refroidissement de transformateurs à refroidissement par air, il convient que les conditions de température sur le site d'installation prévu n'excèdent jamais, ni:

+ 30 °C en moyenne mensuelle du mois le plus chaud;

+ 20 °C en moyenne annuelle.

Si les conditions de température sur le site dépassent une de ces limites, les limites spécifiées d'échauffement du transformateur doivent toutes être réduites de la même valeur que le dépassement. Les valeurs doivent être arrondies au nombre entier de degrés le plus proche.

NOTE - Les températures moyennes sont à déduire des données météorologiques comme suit (définition 3.12 de la CEI 76-1).

Température moyenne mensuelle:

demi-somme de la moyenne des maxima journaliers et des minima journaliers pour un mois particulier sur plusieurs années;

Température moyenne annuelle:

un douzième de la somme des températures moyennes mensuelles.

Si le site d'installation est situé à plus de 1 000 m au-dessus du niveau de la mer, mais que l'usine de production ne l'est pas, alors l'échauffement limite durant les essais en usine doit être réduit comme suit.

Pour un transformateur à refroidissement naturel (. . AN) la limite d'échauffement moyen des enroulements doit être réduite de 1 K pour chaque intervalle de 400 m par lesquels l'altitude de l'installation dépasse 1 000 m.

Pour un transformateur à refroidissement forcé (. . AF) la réduction doit être de 1 K tous les 250 m.

La correction inverse correspondante pourra être appliquée dans les cas où l'altitude de l'usine est supérieure à 1 000 m et l'altitude de l'installation est inférieure à 1 000 m.

Toute correction d'altitude doit être arrondie au nombre entier de degré le plus proche.

Quand les limites d'échauffement spécifiées d'un transformateur ont été réduites, soit à cause d'une température élevée du fluide de refroidissement externe, ou à cause de l'altitude élevée d'installation, ceci sera indiqué sur la plaque signalétique, voir 7.2 dans la CEI 76-1.

NOTE - Quand des transformateurs normalisés doivent être utilisés à des altitudes élevées, une valeur de puissance réduite peut être calculée, qui du point de vue du refroidissement et de l'échauffement correspond au service à la puissance assignée dans les conditions normales ambiantes.

4.3 *Modified requirements because of unusual service conditions*

If the service conditions at the intended installation site do not fall within the limits of 'normal service conditions', then the limits of temperature rise for the transformer shall be modified accordingly.

Rules for dry-type transformers are given in 2.2 of IEC 726.

4.3.1 *Oil-immersed, air-cooled transformers*

Normal ambient temperature limits ($-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$) for power transformers are given in 2.1 of IEC 76-1. With regard to cooling of air-cooled transformers the temperature conditions at the intended installation site should neither exceed:

- + $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ monthly average, of the hottest month; nor
- + $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ yearly average.

If the temperature conditions at site exceed one of these limits, the specified temperature-rise limits for the transformer shall all be reduced by the same amount as the excess. The figures shall be rounded to nearest whole numbers of degrees.

NOTE - The average temperatures are to be derived from meteorological data as follows (IEC 76-1, definition 3.12).

Monthly average temperature:

half the sum of the average of the daily maxima and the average of the daily minima during a particular month, over many years;

Yearly average temperature:

one-twelfth of the sum of the monthly average temperatures.

If the installation site is more than 1 000 m above sea-level but the factory is not, then the allowable temperature rise during the test in the factory shall be reduced as follows.

For a naturally cooled transformer (. . AN), the limit of average winding temperature rise shall be reduced by 1 K for every interval of 400 m by which the installation's altitude exceeds 1 000 m.

For a forced-cooled transformer (. . AF), the reduction shall be 1 K for every 250 m.

A corresponding reverse correction may be applied in cases where altitude of the factory is above 1 000 m and the altitude of the installation site is below 1 000 m.

Any altitude correction shall be rounded to the nearest whole number of degree.

When the specified temperature-rise limits of a transformer have been reduced, either because of high cooling medium temperature or because of high-altitude installation, this shall be indicated on the rating plate, see 7.2 of IEC 76-1.

NOTE - When standardized transformers are to be applied at high altitudes, a reduced figure of power may be calculated, which from the point of view of cooling and temperature rise corresponds to service with rated power under normal ambient conditions.

4.3.2 Transformateurs immergés dans l'huile à refroidissement par eau

La température normale de l'eau de refroidissement, selon 2.1 de la CEI 76-1, ne dépasse pas + 25 °C. Si l'eau de refroidissement dépasse cette limite, la limite d'échauffement spécifiée pour ce transformateur doit être réduite de la même valeur que le dépassement. Les chiffres doivent être arrondis au nombre entier de degrés le plus proche.

L'influence d'une température ambiante différente ou de l'altitude sur l'air de refroidissement de la cuve est négligée.

4.4 Échauffement durant un cycle de charge spécifié

Si des garanties et/ou un essai spécial concernant un cycle de charge doit être spécifié, les paramètres suivants seront à préciser:

- les conditions de température initiale du transformateur, soit la température ambiante soit celle-ci avec un échauffement complémentaire en régime établi correspondant à une fraction spécifiée du courant assigné «charge préliminaire»;
- la valeur (constante) du courant d'essai exprimée en multiple du courant assigné – et sa durée;
- la valeur maximum d'échauffement admissible à la fin de l'essai pour l'huile au sommet et pour les enroulements (valeur moyenne mesurée par variation de résistance). Cette spécification est optionnelle. L'essai peut être effectué pour information seulement, sans qu'aucune limite ne soit convenue au préalable;
- toutes observations spéciales ou mesures à réaliser, c'est-à-dire les mesures directes de température de point chaud, l'imagerie thermique de l'échauffement de la paroi de cuve et les limitations possibles en relation avec celles-ci.

Pour des recommandations complémentaires et une discussion concernant l'étude des cycles de charge – en particulier mesures et évaluation, voir l'article B.4 de l'annexe B.

5 Essai d'échauffement

5.1 Généralités

Cet article décrit les procédures de détermination des valeurs de température et d'échauffement durant les essais en usine et aussi les méthodes de remplacement d'un régime de charge en service par des procédures d'essai équivalentes.

Il donne des spécifications valables lorsqu'elles sont applicables, pour l'essai des transformateurs immergés dans l'huile et des transformateurs du type sec.

Durant l'essai d'échauffement, le transformateur doit être équipé de ses dispositifs de protection (par exemple le relais Buchholz sur un transformateur immergé dans l'huile). Toute indication pendant l'essai doit être notée.

4.3.2 *Oil-immersed, water-cooled transformers*

Normal cooling water temperature is, according to 2.1 of IEC 76-1 not above +25 °C. If the cooling water temperature exceeds this limit, the specified temperature-rise limits for the transformer shall all be reduced by the same amount as the excess. The figures shall be rounded to the nearest whole number of degrees.

The influence of differing ambient temperature or altitude on the air cooling of the tank is disregarded.

4.4 *Temperature rise during a specified load cycle*

If guarantees and/or a special test regarding a load cycle are to be specified, this shall involve the following parameters:

- the initial temperature condition of the transformer, either at ambient temperature or with steady-state temperature rises corresponding to a specified fraction of rated current ('preload');
- the (constant) magnitude of the test current, expressed as a multiple of rated current, and its duration;
- the maximum permissible temperature-rise values for top oil and winding average (by resistance) at the termination of the test. This statement is optional. The test may be executed for information only, without any limits being agreed on beforehand;
- any special observations or measurements to be performed, for example direct hot-spot temperature measurements, thermal imaging of tank-wall heating, and possible limitations in relation to them.

For further recommendations and discussion regarding load cycle studies – particularly measurements and evaluation, see clause B.4 of annex B.

5 Test of temperature rise

5.1 *General*

This clause describes the procedures for determination of temperatures and temperature-rise values during factory testing and also the methods for substituting service loading by equivalent test procedures.

The clause gives requirements for the testing of both oil-immersed and dry-type transformers, as applicable.

During the temperature-rise test, the transformer shall be equipped with its protective devices (for example, Buchholz relay on an oil-immersed transformer). Any indication during the test shall be noted.

5.1.1 *Température de l'air de refroidissement*

Il conviendra de prendre des précautions pour réduire au minimum les variations de température de l'air de refroidissement, en particulier durant la dernière partie de la période d'essai lorsqu'on approche du régime établi. Des variations rapides des lectures dues aux turbulences seront évitées par des moyens adéquats tels que des ponts thermiques, à constante de temps thermique élevée appropriés pour les capteurs de température. Au moins trois capteurs doivent être utilisés. La moyenne de leurs indications doit être utilisée pour estimer la valeur de l'essai. Les lectures seront faites à intervalles réguliers ou un enregistrement automatique en continu pourra être utilisé.

Les capteurs doivent être répartis autour de la cuve, à 1 m ou 2 m de la cuve ou de la surface de refroidissement et être protégés du rayonnement thermique direct. Autour d'un transformateur à refroidissement naturel les capteurs doivent être placés à mi-hauteur environ de la surface de refroidissement.

Pour un transformateur à refroidissement par ventilation forcée, les capteurs doivent être placés de façon à enregistrer la véritable température de l'air pris par les réfrigérants. On prendra soin d'éviter une possible recirculation de l'air chaud. Il convient de placer l'objet en essai, de façon à minimiser les obstacles à la circulation de l'air et de façon à fournir des conditions ambiantes stables.

5.1.2 *Température de l'eau de refroidissement*

Il y a lieu de prendre des précautions pour minimiser les variations de température de l'eau de refroidissement durant la période d'essais. La température est mesurée à l'entrée du réfrigérant. Les lectures de température et de débit d'eau devront être faites à des intervalles réguliers ou un enregistrement automatique en continu pourra être utilisé.

5.2 *Méthodes d'essais pour la détermination des échauffements*

5.2.1 *Généralités*

Pour des raisons pratiques, la méthode normalisée de la détermination, en usine, de l'échauffement en régime établi de transformateurs immergés dans l'huile équivaut à l'essai en court-circuit selon 5.2.2 ci-dessous.

En variante, il peut être convenu dans des cas particuliers, de réaliser un essai avec approximativement la tension et le courant assignés par raccordement à une charge convenable. Cela est surtout applicable à des transformateurs de faible puissance assignée.

Une méthode d'opposition peut aussi être convenue. Dans cette méthode, deux transformateurs dont l'un est le transformateur en essai, sont connectés en parallèle et alimentés à la tension assignée du transformateur en essais. Le courant assigné est mis en circulation dans le transformateur en essai au moyen de rapports de transformateurs différents ou à l'aide d'une injection de tension.

Les procédures applicables aux transformateurs du type sec sont décrites dans la CEI 726.

5.1.1 *Cooling-air temperature*

Precautions should be taken to minimize variations of cooling-air temperature, particularly during the later part of a test period when a steady state is approached. Rapid variation of readings due to turbulence should be prevented by appropriate means such as heat sinks of suitable time constant for the temperature sensors. At least three sensors shall be used. The average of their readings shall be used for the evaluation of the test. Readings should be taken at regular intervals, or automatic continuous recording may be used.

The sensors shall be distributed around the tank, 1 m to 2 m away from tank or cooling surfaces, and protected from direct heat radiation. Around a self-cooled transformer, the sensors shall be placed at a level about halfway up the cooling surfaces.

A forced-air-cooled transformer shall have the sensors placed so as to record the true temperature of the air taken into the coolers. Attention shall be paid to possible recirculation of hot air. The test object should be placed so as to minimize obstructions to the air flow and to provide stable ambient conditions.

5.1.2 *Cooling-water temperature*

Precautions should be taken to minimize variation of cooling-water temperature during the test period. The temperature is measured at the intake of the cooler. Readings of temperature and rate of water flow should be taken at regular intervals, or automatic continuous recording may be used.

5.2 *Test methods for temperature-rise determination*

5.2.1 *General*

For practical reasons, the standard method for determination of the steady-state temperature rise of oil-immersed transformers on the test floor is the equivalent test in short-circuit connection according to 5.2.2 below.

Alternatively it may be agreed, in special cases, to perform a test with approximately rated voltage and current by connection to a suitable load. This is mainly applicable to transformers with low rated power.

A "back-to-back" method may also be agreed. In this method, two transformers, one of which is the transformer under test, are connected in parallel and excited at the rated voltage of the transformer under test. By means of different voltage ratios or an injected voltage, rated current is made to flow in the transformer under test.

Procedures applicable to dry-type transformers are described in IEC 726.

5.2.2 Essai par méthode de court-circuit jusqu'au régime établi

Durant cet essai le transformateur n'est pas soumis à la tension assignée et au courant assigné simultanément, mais aux pertes totales calculées, préalablement obtenues par deux déterminations séparées des pertes, c'est-à-dire les pertes dues à la charge à la température de référence et les pertes à vide, voir 10.4 et 10.5 de la CEI 76-1.

Le but de l'essai est double:

- établir l'échauffement de l'huile au sommet en régime établi avec dissipation des pertes totales;
- établir l'échauffement moyen des enroulements au courant assigné, compte tenu de l'échauffement de l'huile au sommet établi comme ci-dessus.

Cela est réalisé en deux étapes.

a) Injection des pertes totales

En premier lieu les échauffements de l'huile au sommet et de l'huile moyenne sont déterminés quand le transformateur est soumis à une tension d'essai telle que la puissance active mesurée est égale aux pertes totales du transformateur, voir 3.6, 10.4 et 10.5 de la CEI 76-1. Le courant d'essai excédera le courant assigné de la valeur nécessaire pour produire un excédent de pertes égal aux pertes à vide et l'échauffement des enroulements sera accru de la valeur correspondante.

Les températures de l'huile et du fluide de refroidissement sont surveillées et l'essai est poursuivi jusqu'à ce qu'un échauffement de l'huile en régime établi soit atteint.

L'essai peut être terminé lorsque le taux de variation de l'échauffement de l'huile au sommet est tombé en dessous de 1 K par heure et est resté en dessous de ce seuil pendant une période de 3 h. Si des lectures discrètes ont été relevées à intervalles réguliers, la valeur moyenne de ces lectures durant la dernière heure est prise comme résultat de l'essai. Si un enregistrement automatique continu est utilisé la valeur moyenne durant la dernière heure est prise comme résultat.

NOTE - Si la constante de temps de l'échauffement de l'huile est inférieure à 3 h, l'erreur de troncature de cette procédure sera négligeable. D'autres variantes de règles de troncature sont discutées dans l'annexe C.

b) Injection du courant assigné

Quand l'échauffement de l'huile au sommet a été déterminé, l'essai doit continuer immédiatement avec un courant d'essai ramené au courant assigné pour la combinaison d'enroulement alimenté (pour un transformateur à enroulements multiples voir 5.2.3). Cette condition d'essais sera maintenue durant 1 h avec observation continue des températures de l'huile et du fluide de refroidissement.

A la fin de l'heure, les résistances des enroulements sont mesurées, soit après une déconnection rapide de l'alimentation et des courts-circuits (voir 5.5 et les articles C.2 et C.3 de l'annexe C), soit sans coupure de l'alimentation au moyen de la méthode de superposition qui consiste à injecter dans les enroulements un courant continu de mesure de faible valeur superposé au courant de charge.

NOTE 1 - L'emploi d'un courant continu superposé pour la mesure de résistances d'enroulement est décrit dans la CEI 279.

Les valeurs de la température moyenne des deux enroulements sont déterminées à partir des résistances selon 5.4.

5.2.2 *Test to steady state by short-circuit method*

During this test the transformer is not subjected to rated voltage and rated current simultaneously, but to the calculated total losses, previously obtained by two separate determinations of losses, namely load loss at reference temperature, and no-load loss, see 10.4 and 10.5 of IEC 76-1.

The purpose of the test is twofold:

- to establish the top oil temperature rise in steady-state condition with dissipation of total losses;
- to establish the average winding temperature rise at rated current and with the top oil temperature rise as determined above.

This is achieved in two steps:

a) *Total loss injection*

First the top oil and average oil temperature rises are established when the transformer is subjected to a test voltage such that the measured active power is equal to the total losses of the transformer, see 3.6, 10.4 and 10.5 of IEC 76-1. The test current will be above rated current to the extent necessary for producing an additional amount of loss equal to the no-load loss, and the winding temperature rise will be correspondingly elevated.

The oil temperature and cooling medium temperature are monitored, and the test is continued until a steady-state oil temperature rise is established.

The test may be terminated when the rate of change of top oil temperature rise has fallen below 1 K per hour and has remained there for a period of 3 h. If discrete readings have been taken at regular intervals, the mean value of the readings during the last hour is taken as the result of the test. If continuous automatic recording is applied, the average value during the last hour is taken.

NOTE - If the time constant of the oil temperature rise is no more than 3 h the truncation error of this procedure will be negligible. Alternative truncation rules are discussed in annex C.

b) *Rated current injection*

When the top oil temperature rise has been established, the test shall immediately continue with the test current reduced to rated current for the winding combination connected (for a multi-winding transformer see 5.2.3). This condition is maintained for 1 h, with continuous observation of oil and cooling medium temperatures.

At the end of the hour, the resistances of the windings are measured, either after a rapid disconnection of the supply and short circuits (see 5.5 and clauses C.2 and C.3 of annex C) or, without switching off the supply, by means of the superposition method which consists of injecting into the winding a d.c. measuring current of low value superimposed on the load current.

NOTE 1 - The use of a superimposed d.c. current for the measurement of winding resistances is described in IEC 279.

The values of average temperature of the two windings are determined from the resistances, according to 5.4.

Durant l'heure au courant assigné la température de l'huile décroît. C'est pourquoi les valeurs mesurées de température d'enroulement doivent être augmentées de la même quantité que la température d'huile moyenne qui a chuté, à partir de la valeur exacte déterminée selon la procédure a) ci-dessus. La valeur corrigée de la température d'enroulement, diminuée de la température du fluide de refroidissement à la fin de la période d'injection des pertes totales, est l'échauffement moyen de l'enroulement.

NOTE 2 – En ce qui concerne le calcul de températures sous charge variable, il est opportun de considérer l'échauffement des enroulements comme la somme de deux termes: l'échauffement moyen de l'huile de la température du fluide de refroidissement externe, plus la différence entre la température moyenne de l'enroulement et la température moyenne de l'huile (voir 5.6 et les articles B.2 et B.3 dans l'annexe B).

Par accord mutuel, les deux phases de l'essai peuvent être combinées en une seule application d'une puissance donnant un niveau de pertes intermédiaire entre les pertes dues à la charge et les pertes totales. Les valeurs d'échauffement pour l'huile au sommet et pour les enroulements doivent alors être déterminées à l'aide des règles de correction de 5.6. La puissance appliquée durant l'essai doit cependant être telle que la valeur des pertes réelles soit au moins 80 % des pertes totales.

5.2.3 Variantes d'essais pour transformateurs spéciaux

Transformateur à deux enroulements avec plage de réglage supérieure à ± 5 %

Sauf spécification contraire, l'essai d'échauffement est réalisé avec le transformateur sur la «prise à courant maximal» (voir 5.3 de la CEI 76-1) et le courant correspondant à cette prise est utilisé durant la dernière partie de l'essai (voir 5.2.2 b)).

Les pertes totales à injecter durant la première partie de l'essai, voir 5.2.2 a), doivent être égales à la plus grande valeur des pertes totales apparaissant sur n'importe quelle prise (aux grandeurs de prises correspondantes). Cette prise est souvent, mais pas toujours, la prise à courant maximal. Cette partie de l'essai détermine l'échauffement maximal de l'huile au sommet. Pour la détermination de l'échauffement maximal des enroulements au courant maximal de prise, la valeur d'échauffement de l'huile à utiliser dans l'évaluation doit correspondre aux pertes totales de cette prise. La valeur issue de la première partie de l'essai sera recalculée si elle a été obtenue avec d'autres données.

Transformateur à plus de deux enroulements

Pour la première partie de l'essai les pertes totales doivent être développées, correspondant à la puissance assignée (ou puissance de prise) dans tous les enroulements, si la puissance assignée d'un enroulement est égale à la somme des puissances assignées des autres enroulements.

Si ce n'est pas le cas, il y a des régimes de charge spécifiés avec des combinaisons différentes de charge de chaque enroulement individuel. Le cas qui correspondra aux pertes totales les plus élevées déterminera la puissance de l'essai pour la détermination de l'échauffement de l'huile.

Les valeurs d'échauffement de chaque enroulement individuel au-dessus de l'huile doivent être obtenues avec le courant assigné dans chaque enroulement.

During the hour with rated current the oil temperature falls. The measured values of winding temperature shall therefore be raised by the same amount as the average oil temperature rise has fallen from the correct value, obtained according to procedure a) above. The corrected winding temperature value minus the cooling medium temperature at the end of the total losses injection period is the winding average temperature rise.

NOTE 2 – With regard to calculation of temperatures under variable loading, it is convenient to regard the winding temperature rise as the sum of two terms: the average oil temperature rise (above cooling medium temperature) plus the difference between average winding and average oil temperatures (see 5.6 and clauses B.2 and B.3 of annex B).

By agreement, the two steps of the test may be combined in one single application of power at a level between load loss and total loss. The temperature-rise figures for the top oil and for the windings shall then be determined using the correction rules of 5.6. The power injected during the test shall however be at least 80 % of the total losses figure.

5.2.3 *Test modification for particular transformers*

Two-winding transformer with tapping range larger than $\pm 5\%$

Unless otherwise specified, the temperature-rise test is conducted with the transformer connected on the 'maximum current tapping' (see 5.3 of IEC 76-1) and the tapping current for that tapping is used during the later part of the test (see 5.2.2 b)).

The total losses to be injected during the first part of the test (see 5.2.2 a)), shall be equal to the highest value of total loss appearing at any tapping (corresponding to its tapping quantities). This tapping is also often, but not always, the maximum current tapping. This part of the test determines the maximum top oil temperature rise. For the determination of winding temperature rise at the maximum current tapping, the figure of oil temperature rise to be used in the evaluation shall correspond to the total losses of that tapping. The value from the first part of the test will be recalculated if obtained with other data.

Multi-winding transformer

For the first part of the test a total loss shall be developed which corresponds to rated power (or tapping power) in all windings, if the rated power of one winding is equal to the sum of the rated powers of the other windings.

If this does not apply, there are specified loading cases with different combinations of individual winding loads. That case which will be associated with the highest total loss shall determine the test power for the determination of oil temperature rise.

The temperature rise figure for an individual winding above oil shall be obtained with rated current in the winding.

Dans la détermination de l'échauffement des enroulements par rapport à la température ambiante, l'échauffement de l'huile pour le cas de charge considéré sera recalculé à partir de l'essai avec application des pertes totales selon 5.6. Il en sera de même s'il y a lieu pour la détermination de l'échauffement de chaque enroulement par rapport à l'huile.

Un guide pour le recalcul des pertes dans les transformateurs à plus de deux enroulements est donné dans la CEI 606.

L'injection des pertes totales pour la détermination de l'échauffement de l'huile peut être réalisée:

- soit de manière aussi proche que possible du cas de charge réel, en injectant un courant, correspondant aux pertes totales dans un enroulement, les autres étant simultanément court-circuités ou reliés à une impédance;
- soit de manière approchée, en ne court-circuitant pas ou ne fermant pas certains enroulements; c'est-à-dire que si un des enroulements a une puissance relativement faible et une faible contribution aux pertes totales du transformateur, il peut être accepté de le laisser ouvert et d'augmenter le courant dans les autres enroulements concernés jusqu'à ce que les pertes totales correctes soient obtenues.

Si aucune des méthodes ci-dessus ne peut être appliquée à pleine puissance, à cause des limitations des moyens d'essai, il peut être convenu de réaliser les essais avec des pertes réduites jusqu'à 80 % de la valeur correcte. La valeur de température mesurée doit alors être corrigée selon 5.6.

La règle normale sera que les modalités détaillées de l'essai d'échauffement pour un transformateur à plus de deux enroulements devraient être exposées et agréées dès le stade de l'offre.

5.3 Détermination des températures d'huile

5.3.1 Huile à la partie supérieure

La température de l'huile à la partie supérieure est déterminée par un ou plusieurs capteurs immergés dans l'huile au sommet de la cuve ou dans des doigts de gant dans le couvercle ou dans les tuyauteries supérieures allant de la cuve à des radiateurs ou réfrigérants séparés. L'emploi de capteurs multiples est particulièrement important sur les transformateurs de grande puissance, et leurs indications doivent faire l'objet d'une moyenne pour arriver à une valeur représentative de la température.

NOTE - La température de l'huile peut être différente en divers endroits au sommet de la cuve, selon sa conception. Les mesures utilisant un doigt de gant sur le couvercle peuvent être perturbées par l'échauffement du couvercle dû aux courants de Foucault. Dans les transformateurs avec circulation forcée de l'huile vers l'équipement de réfrigération, il se fait un mélange de l'huile venant des enroulements avec l'huile dérivée, dans la cuve, qui peut ne pas être identique entre les diverses pièces de la cuve ou entre les diverses tuyauteries supérieures du circuit de refroidissement. Sur la signification de la température de l'huile au sommet dans les transformateurs à circulation forcée, voir plus loin l'annexe A.

5.3.2 Huile à la partie inférieure et huile moyenne

«Huile à la partie inférieure» est le terme qui signifie en fait la (température de) l'huile qui entre par la partie inférieure des enroulements. Pour des raisons pratiques, elle est considérée comme identique à la température de l'huile revenant des circuits de refroidissement vers la cuve. «L'huile moyenne» est un concept utilisé pour la correction de certains résultats d'essais d'échauffement, voir 5.2.2 et 5.6. Il est aussi utilisé dans le modèle mathématique de prédiction des températures en service à des charges spécifiques constantes ou variables, voir annexe B.

In the determination of winding temperature rise above ambient, the oil temperature rise for the relevant loading case will be recalculated from the total loss injection test, according to 5.6, and likewise the winding temperature rise above oil for each winding, as applicable.

Guidance for the recalculation of losses in multi-winding transformers is given in IEC 606.

The injection of total loss for determination of oil temperature rise may be made:

- either in a manner as near as possible to the actual loading case, by injecting the current corresponding to the total losses in one winding, the other ones being simultaneously short-circuited or connected to an impedance;
- or in an approximate manner by not short-circuiting or closing certain windings; for example if one of the windings has a relatively low rated power and low contribution to the total loss of the transformer, it may be acceptable to leave it open and raise the current in the other windings concerned until the correct total loss is obtained.

If none of the methods above can be applied in full, because of limitations of test facilities, it may be agreed to perform the test with reduced loss, down to 80 % of the correct value. Then the measured temperature value shall be corrected according to 5.6.

The details of the temperature-rise test for a multi-winding transformer should, as a rule, be presented and agreed already at the tender stage.

5.3 *Determination of oil temperatures*

5.3.1 *Top oil*

The top oil temperature is determined by one or more sensors immersed in the oil in the top of the tank, in pockets in the cover, or in headers leading from the tank to separate radiators or coolers. The use of several sensors is particularly important on large transformers, and their readings shall be averaged in order to arrive at a representative temperature value.

NOTE - The temperature of the oil may be different at different places in the top of the tank, depending on the design. Measurements using a pocket in the cover may be disturbed by eddy current heating of the cover. In transformers with forced circulation of oil to the cooling equipment there is a mixture of oil from the windings with bypass oil in the tank, which may not be uniform between different parts of the tank or between different cooling-circuit headers. Concerning the significance of top oil temperature in transformers with forced circulation, see further in annex A.

5.3.2 *Bottom oil and average oil*

'Bottom oil' is the term which actually means the (temperature of) oil entering the windings at the bottom. For practical reasons it is identified with the temperature of the oil returning from the cooling equipment to the tank. 'Average oil' is a concept used for correction of certain temperature-rise test results, see 5.2.2 and 5.6. It is also used in the mathematical model for prediction of temperatures in service under specific load, constant or variable, see annex B.

La température de l'huile à la partie inférieure est déterminée par des capteurs montés sur les tuyauteries principales de retour des réfrigérants ou radiateurs. Si plusieurs batteries de radiateurs de refroidissement sont montées, il convient d'utiliser plusieurs capteurs.

NOTE - Le débit d'huile dans les tuyauteries principales de retour peut être turbulent, s'il est forcé par une pompe, ou laminaire essentiellement, si la circulation est naturelle à travers les radiateurs. Cela est important pour une détermination valable de la température de l'huile dans la tuyauterie principale.

La température de l'huile moyenne doit en principe être la température moyenne de l'huile de refroidissement dans les enroulements. Dans le but d'évaluation des essais, elle est conventionnellement prise comme la moyenne, entre la température de l'huile à la partie supérieure et à la partie inférieure, déterminées comme indiqué ci-dessus.

NOTES

1 Pour les transformateurs ONAN jusqu'à 2 500 kVA, avec cuves lisses ou à ondes ou à tubes individuels de refroidissement montés directement sur la cuve, l'échauffement moyen de l'huile au-dessus de la température de l'air ambiant peut être pris égale à 80 % de l'échauffement de l'huile au sommet.

2 Pour des buts autres qu'une évaluation des essais, la température moyenne de l'huile peut être déterminée différemment, voir l'annexe A.

5.4 Détermination de la température moyenne des enroulements

La température moyenne des enroulements est déterminée par mesure de la résistance des enroulements. Dans un transformateur triphasé, il convient d'effectuer la mesure de préférence sur la colonne milieu. Le rapport entre la valeur de résistance R_2 à la température θ_2 (degrés C) et R_1 à θ_1 est donné par:

$$\text{Cuivre : } \frac{R_2}{R_1} = \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_1} \quad \text{Aluminium : } \frac{R_2}{R_1} = \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_1}$$

Une mesure de référence (R_1 , θ_1) des résistances de tous les enroulements est faite lorsque le transformateur est à la température ambiante, en régime établi, voir 10.2.3 dans la CEI 76-1. Lorsque la résistance R_2 à une température différente est mesurée, cela donne la valeur de température suivante:

$$\text{Cuivre : } \theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (235 + \theta_1) - 235$$

$$\text{Aluminium : } \theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (225 + \theta_1) - 225$$

La température du fluide de refroidissement externe à l'instant de la coupure de l'alimentation est θ_a .

L'échauffement de l'enroulement est alors finalement:

$$\Delta\theta_w = \theta_2 - \theta_a$$

Quand la résistance d'enroulement est mesurée après ouverture de l'alimentation en puissance et la réalisation de la connection de court-circuit, la valeur de résistance R_2 , immédiatement avant le déclenchement doit être déterminée selon 5.5.

The bottom oil temperature is determined by sensors fitted in the return headers from coolers or radiators. If several batteries of cooling equipment are fitted, more than one sensor should be used.

NOTE - The flow of oil in return headers may be turbulent, if forced by a pump, or mainly laminar, if there is natural circulation through the radiators. This is of importance for a representative determination of the oil temperature in the header.

The average oil temperature shall, in principle, be the average temperature of the cooling oil in the windings. For the purpose of test evaluation, it is conventionally taken as the average between the top oil temperature and the bottom oil temperature, determined as described above.

NOTES

1 For ONAN transformers up to 2 500 kVA, with plain or corrugated tanks or individual cooling tubes mounted directly on the tank, the average oil temperature rise above ambient air temperature may be taken as 80 % of the top oil temperature rise.

2 For purposes other than test evaluation, the average oil temperature may be determined differently, see annex A.

5.4 Determination of average winding temperature

The average winding temperature is determined via measurement of winding resistance. In a three-phase transformer the measurement should preferably be associated with the middle limb. The ratio between the resistance value R_2 at temperature θ_2 (degrees C), and R_1 at θ_1 is taken as:

$$\text{Copper : } \frac{R_2}{R_1} = \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_1} \quad \text{Aluminium : } \frac{R_2}{R_1} = \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_1}$$

A reference measurement (R_1, θ_1) of all winding resistances is made with the transformer at ambient temperature, in a steady-state condition, see 10.2.3 of IEC 76-1. When the resistance R_2 at a different temperature is measured, this yields the temperature value:

$$\text{Copper : } \theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (235 + \theta_1) - 235$$

$$\text{Aluminium : } \theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (225 + \theta_1) - 225$$

The external cooling medium temperature at the time of shutdown is θ_a .

The winding temperature rise is then, finally:

$$\Delta\theta_w = \theta_2 - \theta_a$$

When the winding resistance is measured after disconnection of the power supply and the short-circuit connection, the resistance value R_2 , immediately before shutdown, shall be determined in accordance with 5.5.

5.5 Détermination de la température de l'enroulement avant coupure de l'alimentation

L'essai d'échauffement (voir 5.2.2) demande que la température moyenne de l'enroulement juste avant coupure soit déterminée. La méthode normalisée est la suivante:

Immédiatement après la coupure de l'alimentation de puissance et l'enlèvement de la connexion de court-circuit, un circuit de mesure en courant continu est raccordé aux bornes de chaque enroulement de phase à mesurer. L'enroulement a une constante de temps électrique élevée, L/R. C'est pourquoi des lectures précises ne sont obtenues qu'après un certain laps de temps. La résistance de l'enroulement varie avec le temps puisque l'enroulement se refroidit. Celle-ci doit être mesurée pendant un temps suffisant pour permettre l'extrapolation en remontant jusqu'à l'instant de la coupure.

L'annexe C donne des recommandations sur le détail d'exécution de la mesure et des variantes de la méthode qui peuvent être utilisées avantageusement dans des cas particuliers.

Dans le but d'obtenir des résultats aussi corrects que possible, il convient que les conditions de refroidissement soient le moins perturbées possible lorsque les mesures de résistance sont effectuées. Ce problème, en liaison avec les transformateurs immergés dans l'huile à refroidissement forcé, est examiné plus en détail dans l'annexe A.

5.6 Corrections

Si les valeurs spécifiées de puissance, ou de courant, n'ont pu être obtenues durant l'essai, les résultats d'essais doivent être corrigés selon les relations suivantes. Elles sont valables dans la plage de $\pm 20\%$ de part et d'autre de la valeur visée de puissance et de $\pm 10\%$ de la valeur visée du courant. Par accord elles peuvent être appliquées à une plage plus large: voir l'article B.2 de l'annexe B.

L'échauffement de l'huile au-dessus de la température ambiante obtenu durant l'essai est multiplié par:

$$\left[\frac{\text{pertes totales}}{\text{pertes de l'essai}} \right]^x$$

$x = 0,8$ pour les transformateurs de distribution (refroidissement naturel, puissance assignée maximale 2 500 kVA).

$x = 0,9$ pour les transformateurs de grande puissance refroidis par circulation naturelle d'huile.

$x = 1,0$ pour les transformateurs refroidis par circulation forcée ou dirigée d'huile.

L'échauffement moyen des enroulements au-dessus de la température moyenne de l'huile durant l'essai est multiplié par:

$$\left[\frac{\text{courant assigné}}{\text{courant d'essai}} \right]^y$$

$y = 1,6$ pour les transformateurs refroidis par circulation naturelle ou forcée d'huile.

$y = 2,0$ pour les transformateurs refroidis par circulation dirigée d'huile.

5.5 *Determination of winding temperature before shutdown*

The temperature-rise test (see 5.2.2), requires that the average winding temperature immediately before shutdown shall be determined. The standard method is as follows:

Immediately after disconnection of the test power supply and removal of the short-circuiting connection, a d.c. measuring circuit is connected across the phase windings to be measured. The windings have a large electrical time constant, L/R . Accurate readings are therefore obtained only after a certain delay. The resistance of the winding varies with time as the winding cools down. It shall be measured for a sufficient time to permit extrapolation back to the instant of shutdown.

Recommendations for the detailed execution of the measurement, and alternative methods which may be used to advantage in particular cases are given in annex C.

In order to obtain as correct a result as possible, the cooling conditions should be disturbed as little as possible while resistance measurements are conducted. This problem, in relation to forced-cooled oil-immersed transformers, is discussed further in annex A.

5.6 *Corrections*

If the specified values of power or current have not been obtained during the test, the result shall be corrected according to the following relations. They are valid within a range of $\pm 20\%$ from target value of power and $\pm 10\%$ from target value of current. By agreement they may be applied over a wider range, see clause B.2 of annex B.

The oil temperature rise above ambient during the test is multiplied by:

$$\left[\frac{\text{total losses}}{\text{test losses}} \right]^x$$

$x = 0,8$ for distribution transformers (natural cooling, maximum rated power 2 500 kVA).

$x = 0,9$ for larger transformers with ON . . cooling.

$x = 1,0$ for transformers with OF . . or OD . . cooling.

The average winding temperature rise above average oil temperature during the test is multiplied by:

$$\left[\frac{\text{rated current}}{\text{test current}} \right]^y$$

$y = 1,6$ for ON . . and OF . . cooled transformers.

$y = 2,0$ for OD . . cooled transformers.

Annexe A

(informative)

Note sur la température de l'huile dans les transformateurs à circulation forcée d'huile

Dans les transformateurs ON . . , la valeur en régime établi du débit de l'huile à travers les enroulements est en principe égale à la valeur du débit dans les radiateurs. En général, le même résultat est maintenu pour un véritable transformateur OD . . ou seulement un faible débit de fuite ou d'écoulement contrôlé passe des réfrigérants dans le volume libre de la cuve. Les conditions sont différentes, d'autre part, dans les transformateurs OF . . avec un débit non dirigé à travers les enroulements.

Dans les transformateurs OF . . , la capacité totale de la pompe doit être suffisante pour assurer la valeur du débit maximal à travers les enroulements même lors de surcharges limitées. C'est pourquoi, à charge assignée et à charge partielle, il y a un considérable surplus de débit venant des réfrigérants qui est shunté à l'extérieur des enroulements dans la cuve. L'huile dérivée monte lentement, avec des températures inchangées, jusqu'au niveau où l'huile chaude venant au sommet des enroulements est éjectée.

Ce courant d'huile chaude se mélange de façon turbulente avec celui plus froid de l'huile dérivée dans la cuve. Le volume compris entre le niveau de sortie des enroulements et le haut du couvercle est rempli par un mélange ayant une température relativement homogène, plus faible que la température de l'huile quittant le sommet des enroulements.

Les mesures normales de température de l'huile au sommet feront apparaître cette température d'huile mélangée. Si la mesure est utilisée pour déterminer la température moyenne de l'huile dans le enroulement et la différence de température entre l'enroulement et l'huile, les résultats sont irréalistes et peuvent être cause d'erreurs s'ils sont utilisés pour des calculs de température de points chauds et des études de capacités de charge.

Une méthode utilisée en variante pour la détermination de la température de l'huile dans les enroulements est quelquefois appelée «huile moyenne extrapolée». Selon cette méthode, la surveillance de la température moyenne de l'enroulement de l'essai d'échauffement par mesure de la résistance après le déclenchement est poursuivie pendant un temps supplémentaire. Le taux de variation de la résistance décroît durant une période de 5 min à 20 min. Comme il n'y a plus de pertes dissipées dans les enroulements, leur température tend vers la température de l'huile environnante. Il a été alors supposé tacitement que la température moyenne de l'huile reste inchangée (ou chutant seulement lentement comme la température du volume entier de l'huile dans le transformateur). Cette supposition n'est pas justifiée. Pour certaines conceptions la méthode donne des résultats tout à fait irréalistes.

Il n'y a donc aucune méthode fiable et universelle pour déterminer la «température d'huile environnante» dans un transformateur OF . . qui soit basée uniquement sur des mesures extérieures à l'enroulement.

Annex A (informative)

Note on oil temperature in transformers with forced oil circulation

In an ON . . transformer, the steady-state volume rate of flow of oil through the windings is in principle equal to the rate of flow through the radiators. In general, the same holds for a genuine OD . . transformer where only a moderate leakage or controlled bleed passes from the coolers out into the free tank volume. Conditions are different, on the other hand, in an OF . . transformer with non-directed flow through the windings.

In an OF . . transformer, the full pump capacity has to be sufficient to satisfy the maximum flow rate through the windings even under some limited overloading. Under rated load and part load there is therefore a considerable surplus rate of flow through the coolers which is shunted outside the windings, in the tank. The shunted oil slowly rises, with unchanged temperature, up to the level where the hot oil from the top of the windings is ejected.

This hot stream of oil mixes in a turbulent way with the cooler, shunted oil in the tank. The volume from the winding outlet level to the top of the tank is filled with a mix having a relatively homogeneous temperature, lower than the temperature of the oil leaving the top of the winding.

Conventional measurement of the top oil temperature will show this mixed oil temperature. If the measurement is used for determination of average oil temperature in the winding, and of the temperature difference between winding and oil, the results are unrealistic and can be misleading if used for hot-spot temperature calculation and loadability studies.

An alternative method for the determination of oil temperature in the winding is sometimes referred to as 'extrapolated mean oil'. According to this method the monitoring of average winding temperature by resistance measurement after shutdown of the temperature rise test is continued for some additional time. The rate of change of the resistance decays in the course of 5 min to 20 min. As there is no further loss dissipation in the winding, its temperature will approach the temperature of the surrounding oil. It has then been tacitly assumed that the average oil temperature can be regarded as unchanged (or falling only slowly in step with the temperature of the whole volume of oil in the transformer). This assumption is unfounded. For some designs the method gives quite unrealistic results.

There is, as a matter of fact, no universal and reliable method to determine 'surrounding oil temperature' in an OF . . transformer based only on measurements external to the winding.

En 5.5, il est mis en évidence que les conditions de refroidissement devraient être perturbées aussi peu que possible durant les mesures de température d'enroulement après déclenchement. Avant ouverture, le volume libre d'huile autour des enroulements est à la «température de l'huile à la partie inférieure». L'enroulement prend cette huile à cette température. Les réfrigérants reçoivent un mélange d'huile venant du volume au sommet de la cuve, au-dessus de la sortie d'huile des enroulements.

Après déconnection de la puissance d'essai, la circulation de l'huile peut se poursuivre de diverses façons:

- Si la circulation par la pompe et la ventilation forcée sont maintenues, les réfrigérants continuent à recevoir le mélange d'huile et à renvoyer à la cuve de l'huile à la température de la partie inférieure. Successivement la température du mélange d'huile commence à descendre puis la température de l'huile à la partie inférieure suit par étape.
- Si la circulation par la pompe est maintenue mais que la ventilation forcée est arrêtée, les réfrigérants renvoient de l'huile presque à la température de la partie supérieure à la base de la cuve d'où elle remonte et se mélange avec l'huile libre autour des enroulements.
- Si, à la fois, les pompes et les ventilateurs sont arrêtés, l'enroulement continue à fournir de l'huile chaude au sommet de la cuve. Le niveau de démarcation entre huile à la partie supérieure et huile à la partie inférieure commence à descendre en-dessous du niveau de sortie de l'huile hors des enroulements. Successivement cela modifie l'état thermique de l'huile dans la cuve à l'extérieur des enroulements et influence la circulation vers le haut de l'huile à l'intérieur des enroulements.

En général, il est préférable de garder à la fois pompes et ventilateurs en fonctionnement, mais les différences dans les résultats d'essais entre les diverses possibilités, ne sont, il est vrai, pas importantes si on les compare à la grande indétermination de la distribution des températures de l'huile dans l'enroulement, telle que décrite ci-dessus.

In 5.5, it is pointed out that the cooling conditions should be disturbed as little as possible while winding temperature measurements are carried out after shutdown. Before shutdown the free volume of oil around the windings has 'bottom oil temperature'. The winding takes its oil at this temperature. The coolers receive oil from a volume of mixed oil in the top of the tank, above the winding oil exit.

After disconnection of the test power, the circulation of oil may continue in different ways:

- If the pump circulation and fan ventilation are continued, the coolers continue to draw mixed oil and deliver oil with bottom oil temperature to the tank. Successively, the mixed oil temperature starts to go down, and the bottom oil temperature follows in step.
- If the pump circulation is continued but the fans are stopped, the coolers will deliver oil with almost top oil temperature to the bottom of the tank from where it will rise and mix with the free oil around the windings.
- If both pumps and fans are stopped, the winding continues to supply hot oil to the top of the tank. The demarcation level between top oil and bottom oil starts to sink below the level of the oil exit from the winding. This successively changes the thermal head of the oil in the tank outside the winding and influences the updrift of oil inside the winding.

In general it is preferred to keep both pumps and fans operating, but the differences in test results between the different possibilities are, indeed, not important when compared with the large uncertainty of the oil temperature distribution in the winding as described above.

Annexe B (informative)

Charge transitoire – Modèle mathématique et essais

B.1 Généralités

Le résultat d'un essai d'échauffement au régime établi, selon 5.2, peut être utilisé pour une estimation de l'échauffement en régime établi à différentes charges et aussi pour une estimation de l'échauffement en régime transitoire (si les constantes de temps thermiques du transformateur sont connues).

Pour les transformateurs de petite et moyenne dimension, de telles estimations sont réalisées à l'aide d'un modèle mathématique conventionnel qui est décrit dans les articles B.2 et B.3 ci-dessous.

La validité de ce modèle pour chacun des transformateurs de grande puissance particuliers n'est, cependant, pas aussi certaine que pour les transformateurs de plus faible puissance. C'est pourquoi quand une étude de capacité de charge est à réaliser, par exemple, pour une charge de secours au-dessus de la puissance assignée, il est souhaitable d'obtenir des données propres au transformateur réel. Un moyen est de faire un essai spécial avec une surcharge transitoire au-delà de la puissance assignée. Les recommandations concernant une procédure appropriée d'essai et portant sur les mesures et les observations associées sont exposées dans l'article B.4.

B.2 Modèle mathématique de distribution de température dans un enroulement de transformateur immergé dans l'huile – Le concept de point chaud

L'huile de refroidissement entre par la partie inférieure des enroulements et est à la «température de l'huile de la partie inférieure». Elle monte à travers le enroulements et sa température est supposée s'élever linéairement avec la hauteur. Les pertes des enroulements sont transférées des enroulements vers l'huile tout au long de ceux-ci. Ce transfert de chaleur demande une chute de température entre les enroulements et l'huile environnante qui est supposée être la même à tous les niveaux en hauteur. Dans la représentation graphique, figure B.1, la température de l'enroulement et la température de l'huile apparaîtront donc comme deux lignes parallèles.

Annex B

(informative)

Transient loading – Mathematical model and testing

B.1 General

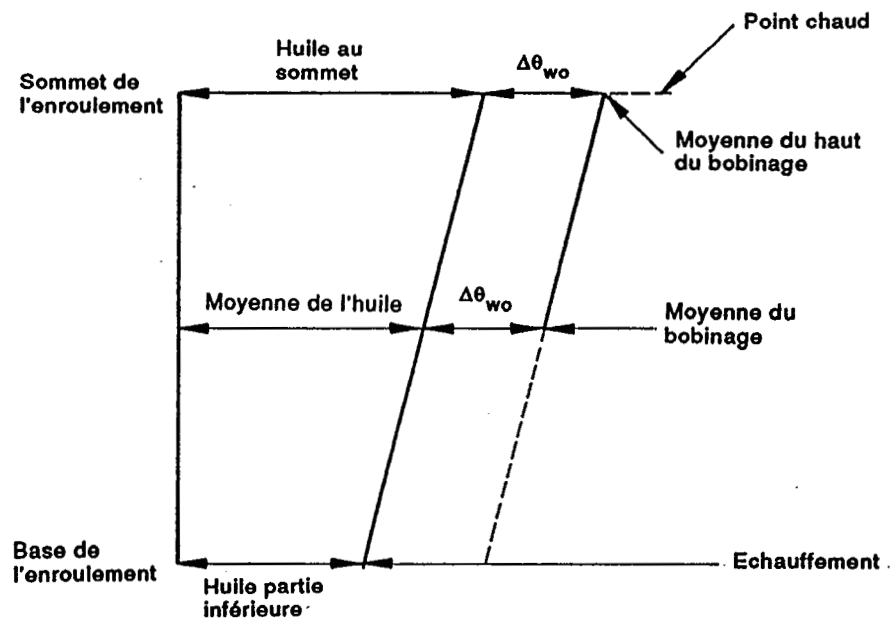
The result from a temperature-rise test to steady state, according to 5.2, may be used for an estimate of steady-state temperature rise at a different loading, and also for an estimate of transient temperature rise (if the thermal time-constants of the transformer are known).

For small and medium-size transformers such estimates are performed according to a conventional mathematical model which is described in clauses B.2 and B.3 below.

The validity of this model for any particular large transformer is, however, not so certain as for transformers of lower rated power. When loadability analysis is to be performed, for example, concerning emergency loading above rated power, it is advisable to obtain relevant data for the actual transformer. One way is to conduct special testing with transient load in excess of rated power. Recommendations for a suitable test procedure and for the associated measurements and observations are presented in clause B.4.

B.2 Mathematical model for temperature distribution in a winding of an oil-immersed transformer – The hot-spot concept

Cooling oil enters the bottom of the winding and is at 'bottom oil temperature'. It passes upwards through the winding and its temperature is assumed to rise linearly with the height. The winding losses are transferred from the winding to the oil all along the winding. This heat transfer requires a temperature drop between winding and surrounding oil which is assumed to be the same at all levels of height. In the graphic presentation, figure B.1, the winding temperature and the oil temperature will therefore appear as two parallel lines.



CEI 391/193

Figure B.1 – Modèle de distribution de température

La température maximale apparaissant en n'importe quel point du système d'isolation des enroulements est appelée la «température du point chaud». Ce paramètre est supposé représenter la limitation thermique due à la charge du transformateur. En règle générale, il convient que les autres pièces du transformateur, par exemple les traversées, les transformateurs de courant ou les changeurs de prises, soient choisis pour ne pas constituer une limitation plus basse de la capacité de charge du transformateur, voir 4.2 dans la CEI 76-1.

Vers l'extrémité supérieure des enroulements, il y a habituellement une concentration de pertes par courant de Foucault et les enroulements peuvent être munis d'une isolation électrique renforcée qui augmente l'isolation thermique. C'est pourquoi la différence réelle de température locale entre conducteur et huile est supposée être plus élevée par le «facteur de point chaud». Ce facteur est supposé être de 1,1 pour les transformateurs de distribution, à 1,3 pour les transformateurs de taille moyenne. Dans les grands transformateurs, il y a des différences considérables selon le mode de construction et il y a lieu de consulter le fabricant pour information à moins que des mesures réelles soient faites, par exemple selon le paragraphe B.4 ci-dessous.

La différence de température en régime établi entre les enroulements et l'huile, valeur moyenne le long de l'enroulement, est prise comme la différence entre [la température moyenne des enroulements mesurée par variation de résistance] et [la température moyenne de l'huile], voir 5.4 et 5.3 respectivement.

En régime établi, l'élévation de température du point chaud au-dessus de celle du fluide de refroidissement (air ou eau) est la somme de [l'élévation de température de l'huile au sommet par rapport à la température du fluide de refroidissement] et du produit par [le facteur de point chaud] de la [différence de température moyenne entre enroulement et huile].

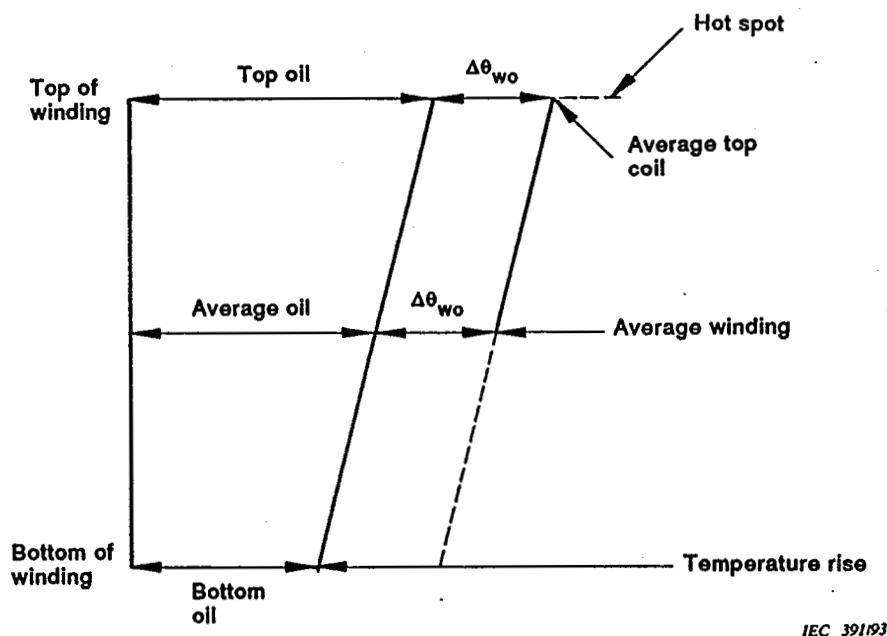


Figure B.1 – Temperature distribution model

The maximum temperature occurring in any part of the winding insulation system is called the 'hot-spot temperature'. This parameter is assumed to represent the thermal limitation of loading of the transformer. As a general rule other parts of the transformer, for example, bushings, current transformers or tapchangers, should be selected so as not to represent any narrower restriction of the loadability of the transformer, see 4.2 of IEC 76-1.

Towards the upper end of the winding there is usually a concentration of eddy current losses and the winding may be provided with extra electrical insulation which increases the thermal insulation. The actual local temperature difference between conductor and oil is therefore assumed to be higher by the 'hot-spot factor'. This factor is assumed to be from 1,1 in distribution transformers to 1,3 in medium size power transformers. In large transformers there is considerable variation depending on design, and the manufacturer should be consulted for information, unless actual measurements are carried out, for example according to section B.4 below.

The steady-state temperature difference between winding and oil, average along the winding, is taken as the difference between [resistance-measured winding average temperature] and [average oil temperature], see 5.4 and 5.3, respectively.

The steady-state hot-spot temperature rise above external cooling medium temperature (air or water) is the sum of [top oil temperature rise above cooling medium temperature] and [hot-spot factor] x [average temperature difference winding-to-oil].

Dans les transformateurs à circulation d'huile forcée non dirigée (code OF . .) les concepts de température d'huile au sommet et de température moyenne d'huile sont ambigus, lorsqu'ils sont basés seulement sur des mesures selon 5.3 ou 5.4 (voir annexe A).

Les valeurs mesurées d'échauffements en régime établi à une charge donnée sont utilisées pour calculer les échauffements correspondants à une autre charge au moyen des exposants donnés en 5.6. Ce sont des valeurs typiques, sujettes à variation avec le type de construction, et valables avec une certaine précision seulement dans une plage limitée de variation de charge. Le paragraphe 5.6 impose des limites assez étroites lorsqu'il s'agit d'évaluer des résultats d'essais soumis à des garanties. Pour des estimations demandant une moindre précision, les exposants peuvent donner des résultats utiles sur de plus larges plages.

B.3 Charge ou refroidissement variables. Constantes de temps thermiques

Quand la charge varie, ou que l'intensité d'un refroidissement forcé change, les températures des enroulements et de l'huile suivent avec un certain retard. Cela est représenté par convention par deux constantes de temps. Une de celles-ci est l'image de la capacité calorifique de l'ensemble du transformateur (dans laquelle la capacité calorifique de la masse d'huile joue un rôle prédominant). Elle est généralement de l'ordre de 1 h à 5 h, plus courte pour les gros transformateurs compacts à refroidissement forcé, et plus longue pour les transformateurs à refroidissement naturel. L'autre constante de temps est plus courte, de l'ordre de 5 min à 20 min, et représente comment varie la différence de température entre enroulement et huile en réponse à une variation des pertes dissipées.

En régime variable, l'échauffement de l'enroulement au-dessus de la température de l'air de refroidissement, ou de l'eau de refroidissement est exprimée comme la somme d'un échauffement de l'huile lorsqu'il s'agit d'une longue constante de temps et d'un échauffement de l'enroulement au-dessus de la température de l'huile, dans le cas d'une courte constante de temps. Les expressions mathématiques de la variation de température transitoire en fonction du temps sont données dans la CEI 354.

Les modèles mathématiques pour les transformateurs de type sec sont donnés dans la CEI 905.

B.4 Recommandations pour essais d'échauffement avec charge transitoire

Comme indiqué en 4.4 de cette partie, il peut être convenu de faire des essais d'échauffement avec une charge excédant le courant assigné pour une durée limitée. Un tel essai peut par exemple, être prévu pour simuler une pointe de charge d'un jour de service d'urgence.

Un diagramme de charge recommandé pour l'essai consiste en un niveau de courant constant, convenablement exprimé en valeur réduite du courant assigné et d'une durée spécifiée au-delà de laquelle le courant d'essai est coupé. L'essai est fait en court-circuit de la même façon que l'essai en régime établi, à charge assignée. (La valeur du courant de charge spécifié peut avoir été choisie pour inclure une provision pour les pertes à vide.)

In transformers with forced non-directed oil flow (code OF . .) the concepts of top oil temperature and average oil temperature are ambiguous as long as they are based only on measurements according to 5.3 and 5.4 (see annex A).

Measured values of steady-state temperature rises at a specific loading are used to calculate corresponding rises at a different loading by means of the exponents given in 5.6. These are typical values, subject to variation depending on the design, and valid with some accuracy only within limited ranges of loading variation. Subclause 5.6 imposes rather narrow limits for the purpose of evaluation of test results subject to guarantees. For estimates with moderate requirements of accuracy, the exponents may give useful results over wider ranges.

B.3 Variable loading or cooling. Thermal time-constants

When the loading varies, or when the intensity of a forced cooling is changed, the temperatures of winding and oil will follow with some delay. This is conventionally described by two time-constants. One of these reflects the calorimetric heat capacity of the complete transformer (where the heat capacity of the mass of oil plays a dominant part). This is generally of the order of 1 h to 5 h; shorter for large, compact, forced-cooled transformers, and longer for naturally cooled transformers. The other time-constant is shorter, of the order of 5 min to 20 min, and reflects how the temperature difference between winding and oil responds to changes of dissipated loss.

Under variable conditions the winding temperature rise above the cooling air or water temperature is expressed as the sum of an oil temperature rise, subject to the long time-constant, and a winding-above-oil temperature rise, subject to the short time-constant. Mathematical expressions for the transient temperature variation with time are presented in IEC 354.

Mathematical models for dry-type transformers are presented in IEC 905.

B.4 Recommendations for temperature-rise test with transient load

As outlined in 4.4 of this part it may be agreed to perform temperature-rise testing with loading above rated current for a limited time duration. Such a test may, for example, be intended to simulate a peak load period during a day of emergency service.

A recommended test loading consists of a constant current, suitably expressed in per unit of rated current, and with a specified duration, after which the test current is switched off. The test is run in short-circuit connection in the same way as the test to steady state at rated loading. (The specified load current value may be selected to include an allowance for no-load loss.)

Les calculs portant sur les cycles de charge réels peuvent être faits, par exemple, selon la méthode donnée dans la CEI 354, afin d'établir une équivalence approchée à un cycle de charge d'essai simplifié en termes de températures maximales. Il sera spécifié si l'essai doit commencer avec l'ensemble du transformateur pratiquement à la température ambiante de la plateforme d'essais ou dans un état thermique correspondant au régime établi d'un courant de charge préliminaire spécifié. Celui-ci, là encore, sera exprimé en fraction du courant assigné.

Il convient que les capteurs de température soient montés, au moins au même niveau que pour un essai d'échauffement en régime établi. Les températures de l'huile et des enroulements (valeur moyenne, par variation de résistance) seront déterminées par des méthodes normalisées à l'instant du déclenchement.

Des capteurs de température additionnels dans la cuve du transformateur peuvent être employés comme convenu. Si des capteurs sont placés dans les enroulements afin d'enregistrer la température du point chaud, il est conseillé d'utiliser plusieurs capteurs simultanément. En effet, l'emplacement précis du point le plus chaud n'est généralement pas connu initialement. Les températures locales peuvent varier d'un point à un autre et même avec le temps selon les variations erratiques du débit d'huile. Il faut reconnaître aussi que des températures locales, mesurées réellement dans un transformateur de grande puissance, peuvent s'écarter considérablement des valeurs estimées selon les modèles mathématiques conventionnels décrits en B.2 et dans la CEI 354. Jusqu'à ce qu'une expérience plus longue de mesures sur des constructions analogues soit disponible, les études doivent être considérées comme des recherches exploratoires. Une grande prudence est recommandée en ce qui concerne toute possibilité de spécification préalable des limites de la température.

La surveillance des températures locales de la cuve et des connexions électriques au moyen d'une caméra infrarouge peut être réalisée pour réduire le risque de détérioration pendant l'essai. La surveillance de la température des pièces métalliques de la structure interne au moyen de capteurs installés temporairement peut avoir le même but. L'analyse des gaz dissous dans l'huile avant et après l'essai est une méthode de diagnostic pour les suréchauffements cachés (voir l'article C.4).

Calculations regarding actual load cycles may be performed for example according to the guidance given in IEC 354, to verify the approximate equivalence of the simplified test load cycle in terms of maximum temperatures. It shall be specified whether the test shall start with the whole transformer at test-floor ambient temperature, or in a temperature condition corresponding to steady state at a specified 'pre-load' current, again suitably expressed as a fraction of rated current.

Temperature sensors should be fitted to at least the same extent as that required for a temperature-rise test to steady state. The temperatures of oil and windings (average, by resistance), at the time of shutdown, are determined by standard methods.

Additional temperature sensors inside the transformer tank may be used as agreed. If sensors are installed inside the winding system in an effort to record winding hot-spot temperature, it is advisable to utilize several sensors at the same time. This is because the precise location of the hottest spot is not generally known beforehand. Local temperatures may vary from point to point, and also with time, depending on random variation of oil flow. It is also to be recognized that actual measured, local temperatures in a large transformer may deviate considerably from estimates according to the conventional mathematical models described in section B.2 and in IEC 354. Unless earlier experience from measurements on similar designs is available, the studies are to be regarded as exploratory investigations. Great caution is recommended regarding the possible specification of temperature limits beforehand.

Monitoring of local temperatures of the tank and of electrical terminations by means of infrared camera technique may be carried out in order to reduce the risk of damage during the test. Monitoring of temperature of structural metal parts inside by means of temporarily installed sensors may serve the same purpose. Gas-in-oil analysis before and after the test is a diagnostic method for hidden overheating (see clause C.4).

Annexe C (informative)

Techniques utilisées dans l'essai d'échauffement des transformateurs immergés dans l'huile

C.1 Interruption d'un essai en régime établi

Liste des symboles

θ	Température en °C
$\theta(t)$	Température de l'huile, variation en fonction du temps (ce peut être l'huile au sommet ou l'huile moyenne)
θ_a	Température du fluide de refroidissement externe (air ambiant ou eau) supposée constante
$\Delta\theta$	Echauffement de l'huile au-dessus de θ_a
$\theta_u, \Delta\theta_u$	Dernières valeurs en régime établi
$\varepsilon(t)$	Ecart résiduel par rapport à la valeur en régime établi θ_u
T_o	Constante de temps pour variation exponentielle de l'échauffement de la masse d'huile
h	Intervalle de temps entre lecture
$\theta_1, \theta_2, \theta_3$	Trois lectures successives de température avec intervalle de temps h entre elles.

En principe, l'essai devrait continuer jusqu'au moment où on s'est assuré que l'échauffement (de l'huile) en régime établi est atteint. La température de l'air ambiant, ou la température de l'eau de refroidissement seront maintenues aussi constantes que possible. Il est supposé que la température de l'huile $\theta(t)$ tend vers sa valeur limite θ_u selon une fonction exponentielle de constante de temps T_o . La température ambiante est θ_a . La dernière variation de l'échauffement d'huile est $\Delta\theta_u$.

$$\theta_u = \theta_a + \Delta\theta_u \quad (1)$$

$$\theta(t) = \theta_a + \Delta\theta_u (1 - e^{-t/T_o}) \quad (2)$$

La déviation restante à partir du régime établi est alors:

$$\varepsilon(t) = \theta_u - \theta(t) = \Delta\theta_u \times e^{-t/T_o} \quad (3)$$

Les valeurs de ε prises à des intervalles de temps égaux formeront une série géométrique. Cela justifie la méthode d'extrapolation graphique selon la figure C.1.

Annex C (informative)

Techniques used in temperature-rise testing of oil-immersed transformers

C.1 Truncation of a test to steady state

List of symbols

θ	Temperature in °C
$\theta(t)$	Oil temperature, varying with time (this may be top oil, or average oil)
θ_a	External cooling medium temperature (ambient air or water) assumed to be constant
$\Delta\theta$	Oil temperature rise above θ_a
$\theta_u, \Delta\theta_u$	Ultimate values in steady state
$\varepsilon(t)$	Remaining deviation from steady-state value θ_u
T_o	Time constant for exponential variation of bulk oil temperature rise
h	Time interval between readings
$\theta_1, \theta_2, \theta_3$	Three successive temperature readings with time interval h between them.

In principle, the test should continue until the steady-state temperature rise (of the oil) is ascertained. The ambient air temperature, or cooling water temperature, should be kept as constant as possible. It is assumed that the oil temperature $\theta(t)$ will approach an ultimate value θ_u along an exponential function with a time constant T_o . The ambient temperature is θ_a . The ultimate oil temperature rise is $\Delta\theta_u$.

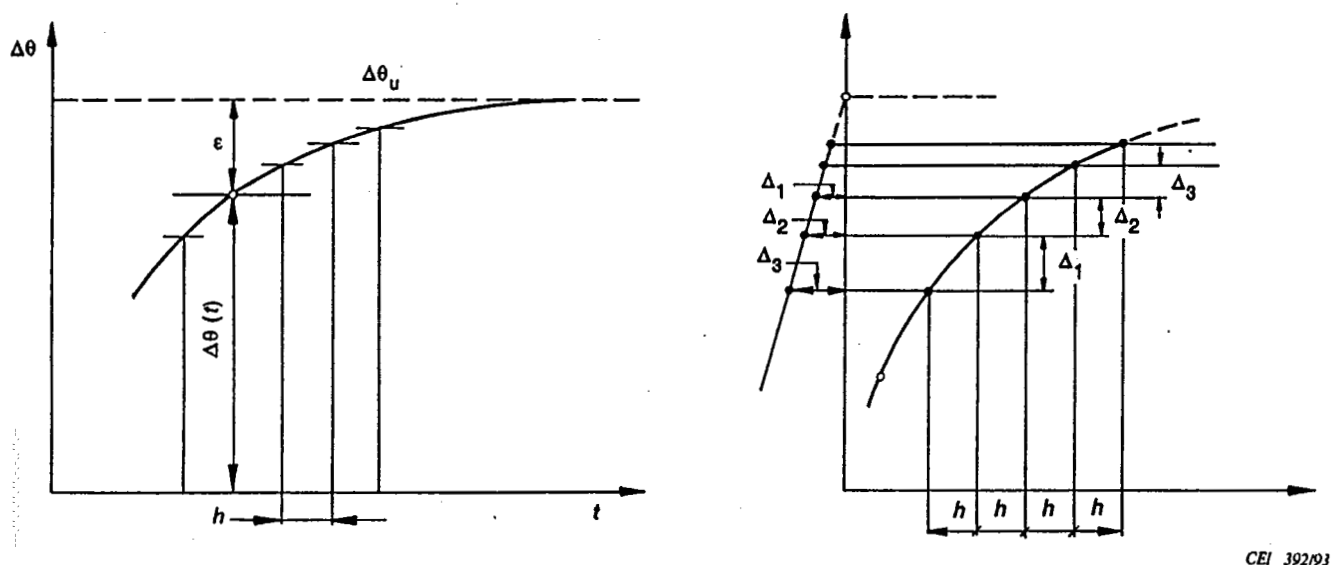
$$\theta_u = \theta_a + \Delta\theta_u \quad (1)$$

$$\theta(t) = \theta_a + \Delta\theta_u (1 - e^{-t/T_o}) \quad (2)$$

The remaining deviation from steady state is then:

$$\varepsilon(t) = \theta_u - \theta(t) = \Delta\theta_u \times e^{-t/T_o} \quad (3)$$

Values of ε at equal intervals of time will form a geometric series. This permits a graphical extrapolation procedure according to figure C.1.



CEI 392/93

Figure C.1 – Extrapolation graphique pour l'échauffement limite

Pour chaque couple de points consécutifs sur la courbe, séparés par un intervalle de temps de h heures:

$$\Delta(\Delta\theta)_t = \varepsilon_{t-h} - \varepsilon_t = \varepsilon_t (e^{h/T_0} - 1) \quad (4)$$

$$\varepsilon_t = \frac{\Delta(\Delta\theta)_t}{(e^{h/T_0} - 1)} \quad (4a)$$

A chaque instant suivant $(t + t_1)$:

$$\varepsilon_{(t+t_1)} = \varepsilon_t e^{-t_1/T_0} = \frac{\Delta(\Delta\theta)_t}{e^{t_1/T_0} (e^{h/T_0} - 1)} \quad (5)$$

Le critère conventionnel d'interruption est d'observer quand le taux de variation de la température devient inférieur à 1 K par heure. Par exemple:

$$h = 1 \text{ et } \Delta(\Delta\theta)_t < 1$$

L'équation (4a) donne:

$$\varepsilon_t < (e^{1/T_0} - 1)^{-1}$$

L'essai devrait alors continuer pendant 3 h et pourra être interrompu. L'échauffement moyen durant la dernière heure est pris comme résultat de l'essai. Avec $T_o = 3$ h cela conduit théoriquement à une erreur de troncature d'environ 1 K. Si la constante de temps est plus petite, l'erreur est plus faible et vice versa.

La constante de temps T_o peut être estimée de diverses façons.

La formule suivante est basée sur les informations disponibles sur la plaque signalétique du transformateur:

$$T_o = \frac{5 \times [\text{masse totale}] + 15 \times [\text{masse de l'huile}]}{[\text{pertes totales}]} \times \left(\frac{\Delta\theta_u}{60} \right) \text{ heures} \quad (6)$$

où

masses en tonnes et pertes en kilowatts;

$\Delta\theta_u$ est l'échauffement final estimé de l'huile au sommet.

Il convient que la masse d'huile du conservateur soit retranchée de la masse totale de l'huile. Elle n'intervient pas dans les variations de température.

Une estimation expérimentale de la constante de temps au cours de l'essai peut être faite à partir de relevés successifs de température à des intervalles de temps égaux h .

Soit trois relevés successifs $\Delta\theta_1$, $\Delta\theta_2$ et $\Delta\theta_3$, si la fonction exponentielle de l'équation (2) est une bonne approximation de la courbe de température, alors les incréments de température sont reliés par la relation suivante:

$$\frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2} = e^{h/T_o}$$

$$T_o = \frac{h}{\ln \frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2}} \quad (7)$$

Les relevés permettent aussi de prévoir l'échauffement final:

$$\Delta\theta_u = \frac{(\Delta\theta_2)^2 - \Delta\theta_1 \Delta\theta_3}{2\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1 - \Delta\theta_3} \quad (8)$$

Des estimations successives doivent être faites et il convient qu'elles convergent. Dans le but d'éviter des erreurs importantes numériques erratiques, l'intervalle de temps h devrait être approximativement T_o et $\Delta\theta_3/\Delta\theta_u$ devrait n'être pas inférieure à 0,95.

Une valeur plus précise de l'échauffement en régime établi est obtenue par extrapolation par la méthode des moindres carrés de tous les points mesurés au-dessus de 60 % environ de $\Delta\theta_u$ ($\Delta\theta_u$ estimé par la méthode des trois points).

The test should then continue for 3 h and may then be interrupted. The average temperature rise during the last hour is taken as the result of the test. With $T_o = 3$ h this theoretically leads to a truncation error of about 1 K. If the time constant is shorter the error is smaller and vice versa.

The time constant T_o may be estimated in different ways.

The following formula is based on information available on the transformer rating plate:

$$T_o = \frac{5 \times [\text{total mass}] + 15 \times [\text{mass of oil}]}{[\text{total loss}]} \times \left(\frac{\Delta\theta_u}{60} \right) \text{ hours} \quad (6)$$

where

masses are in tonnes and loss is in kilowatts;

$\Delta\theta_u$ is the estimated ultimate top oil temperature rise.

The mass of the oil in the conservator should be subtracted from the total mass of oil – it does not take part in the changes of temperature.

An experimental estimation of the time constant in the course of the test may be made from successive temperature readings at equal time intervals h .

Given three successive readings $\Delta\theta_1$, $\Delta\theta_2$ and $\Delta\theta_3$, if the exponential relation, equation (2), is a good approximation of the temperature curve, then the increments will have the following relation:

$$\frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2} = e^{h/T_o}$$

$$T_o = \frac{h}{\ln \frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2}} \quad (7)$$

The readings also permit a prediction of the final temperature rise:

$$\Delta\theta_u = \frac{(\Delta\theta_2)^2 - \Delta\theta_1 \Delta\theta_3}{2\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1 - \Delta\theta_3} \quad (8)$$

Successive estimates are to be made and they should converge. In order to avoid large random numerical errors the time interval h should be approximately T_o and $\Delta\theta_3/\Delta\theta_u$ should be not less than 0,95.

A more accurate value of steady-rate temperature rise is obtained by a least square method of extrapolation of all measured points above approximately 60 % of $\Delta\theta_u$ ($\Delta\theta_u$ estimated by the three point method).

Une expression numérique différente de θ_u est:

$$\Delta\theta_u \approx \Delta\theta_2 + \frac{\sqrt{(\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1)(\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2)}}{\ln \frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2}} \quad (9)$$

C.2 Procédure de mesure de la résistance d'enroulement après déclenchement

Le paragraphe 5.5 de cette partie de la CEI 76 indique que la température de l'enroulement à la fin de l'essai en régime établi sera normalement déterminée par la mesure de la résistance de l'enroulement. La mesure est commencée après le déclenchement de la source de puissance et le changement de connexion des enroulements de la source alternative de puissance vers la source de mesure en courant continu.

La température des enroulements et sa résistance varient avec le temps. Le problème est d'extrapoler en remontant jusqu'à l'instant du déclenchement. Cette procédure d'extrapolation est discutée dans l'article C.3.

La mesure de résistance est commencée le plus tôt possible après raccordement de l'enroulement à l'équipement de mesure. Au début les relevés sont faux à cause de la chute de tension inductive dans les enroulements avant que le courant continu de mesure soit stabilisé. Le temps nécessaire pour cette stabilisation est réduit par les moyens suivants:

- porter le circuit magnétique à saturation de façon que l'inductance effective tombe d'une valeur «à vide» élevée à une valeur du même ordre de grandeur que l'inductance de court-circuit;
- utiliser une alimentation à courant constant, soit une source d'alimentation stabilisée électroniquement, soit une batterie puissante avec une résistance série additionnelle élevée.

Porter le circuit magnétique à saturation implique d'établir un certain niveau de flux (dimension: Volt x secondes). C'est pourquoi l'emploi d'une force électromotrice élevée dans le circuit réduit le retard – en pratique de l'ordre de quelques secondes.

Les deux enroulements de la paire essayée peuvent soit être raccordés à deux circuits en courant continu distincts ou raccordés en série à un circuit commun. Dans les deux cas, les sens du courant sont choisis pour contribuer ensemble à la saturation du noyau.

La constante de temps électrique du circuit à courant continu, après avoir atteint la saturation, peut aussi être ramenée en-dessous d'un ordre de grandeur de quelques secondes, même dans les cas difficiles. Une différence de température de 1 K correspond à une différence relative de résistance de l'ordre de 1/300 qui, pour une décroissance exponentielle de l'erreur, correspondrait à un retard de cinq à six fois la constante de temps électrique. Tout cela signifie que des mesures utiles sont possibles moins de 1 min après que la saturation effective a été atteinte.

Il y a aussi d'autres méthodes en usage pour des cas spéciaux. L'une est de prélever la composante inductive de la tension aux bornes d'un enroulement distinct qui est ouvert et ne fait pas partie du circuit à courant continu, et d'utiliser cette tension comme correction de la tension aux bornes de l'enroulement objet de la mesure de résistance.

A different numerical formulation is:

$$\Delta\theta_u \approx \Delta\theta_2 + \frac{\sqrt{(\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1)(\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2)}}{\ln \frac{\Delta\theta_2 - \Delta\theta_1}{\Delta\theta_3 - \Delta\theta_2}} \quad (9)$$

C.2 Procedure for winding resistance measurement after shutdown

Subclause 5.5 of this part of IEC 76 indicates that the temperature of the winding at the end of the test to steady state will normally be determined by measurement of the winding resistance. The measurement is commenced after shutdown of the test power and reconnection of the windings from the a.c. test power source to the d.c. measuring current source.

The winding temperature and its resistance vary with time; and the problem is to extrapolate backwards in time to the instant of shutdown. This extrapolation procedure is discussed in clause C.3.

Resistance measurement is commenced as soon as possible after the connection of the windings to the measuring equipment. In the beginning the readings are false because of the inductive voltage drop in the winding, before the d.c. measuring current is stabilized. The necessary time for this stabilization is reduced by:

- driving the core into saturation so that the effective inductance drops down from a high 'no-load' value to a value of the same order of magnitude as the short-circuit inductance;
- using a constant-current supply – an electronically stabilized supply source or a powerful battery with a large additional series resistor.

Driving the core into saturation means building up a certain amount of flux (dimension: Volt x seconds). The use of high e.m.f in the circuit therefore reduces the delay – in practice to the order of a few seconds.

The two windings of the tested pair may either be connected to two separate d.c. circuits or connected in series to one in common. In both cases, the current directions are to co-operate for the saturation of the core.

The electrical time-constant of the d.c. circuit, after saturation is reached, may also be brought down to the order of a few seconds, even in difficult cases. A temperature difference of 1 K corresponds to a relative difference of resistance in the order of 1/300, which, for an exponential decay of the error, would correspond to a delay of five to six times the electrical time constant. This all means that useful measurements should be obtainable within not more than 1 min after effective saturation has been established.

There are also other methods in use for special cases. One is to pick up the inductive component of voltage across a different winding which is open, and not part of the d.c. current circuit, and use this voltage for correction of the voltage across the winding subjected to resistance measurement.

Lorsque deux moitiés d'enroulement en parallèle bien équilibrées sont disponibles, il est possible de faire circuler un courant continu dans un sens dans une moitié, et en sens inverse dans l'autre. Cela permet de surveiller la résistance, en principe sans effets inductifs, et il est même possible de le faire lorsque le transformateur est alimenté en puissance alternative.

C.3 Extrapolation de la température d'enroulement à l'instant de la coupure

L'article C.2 de cette annexe traite du circuit d'alimentation en courant continu pour la mesure de la résistance et du temps de retard avant que les effets inductifs aient disparu.

L'instrumentation utilisée pour la mesure peut être analogique ou digitale, pour une lecture individuelle par l'opérateur ou pour un enregistrement automatique. Un nombre considérable de lectures échantillonnées sont obtenues sur une période de, disons 20 min, et elles doivent être extrapolées en arrière dans le temps pour évaluer la valeur à l'instant de la coupure.

Un tracé des relevés aurait l'allure montrée en figure C.2. Il indique que la température de l'enroulement varie relativement rapidement pour une période de quelques minutes et puis se redresse.

Dans un transformateur avec une grande constante de temps thermique de variation de température d'huile, on peut supposer que cette asymptote est une valeur constante (cela s'applique essentiellement aux transformateurs ON . . de relativement faible puissance nominale).

Dans les autres cas (en particulier lorsque de gros transformateurs à refroidissement forcé sont essayés et que l'équipement de refroidissement est maintenu en fonctionnement après coupure de la puissance d'essai – voir annexe A) il peut être nécessaire de retrouver une asymptote tombante, sur laquelle se superpose la variation initiale plus rapide. La figure C.2 illustre ce point.

When two well-balanced, parallel halves of a winding are available, it is possible to circulate a d.c. current into one and back through the other. This permits monitoring of the resistance, in principle without inductive effects, and possibly even while a.c. power is supplied to the transformer.

C.3 Extrapolation of winding temperature to the instant of shutdown

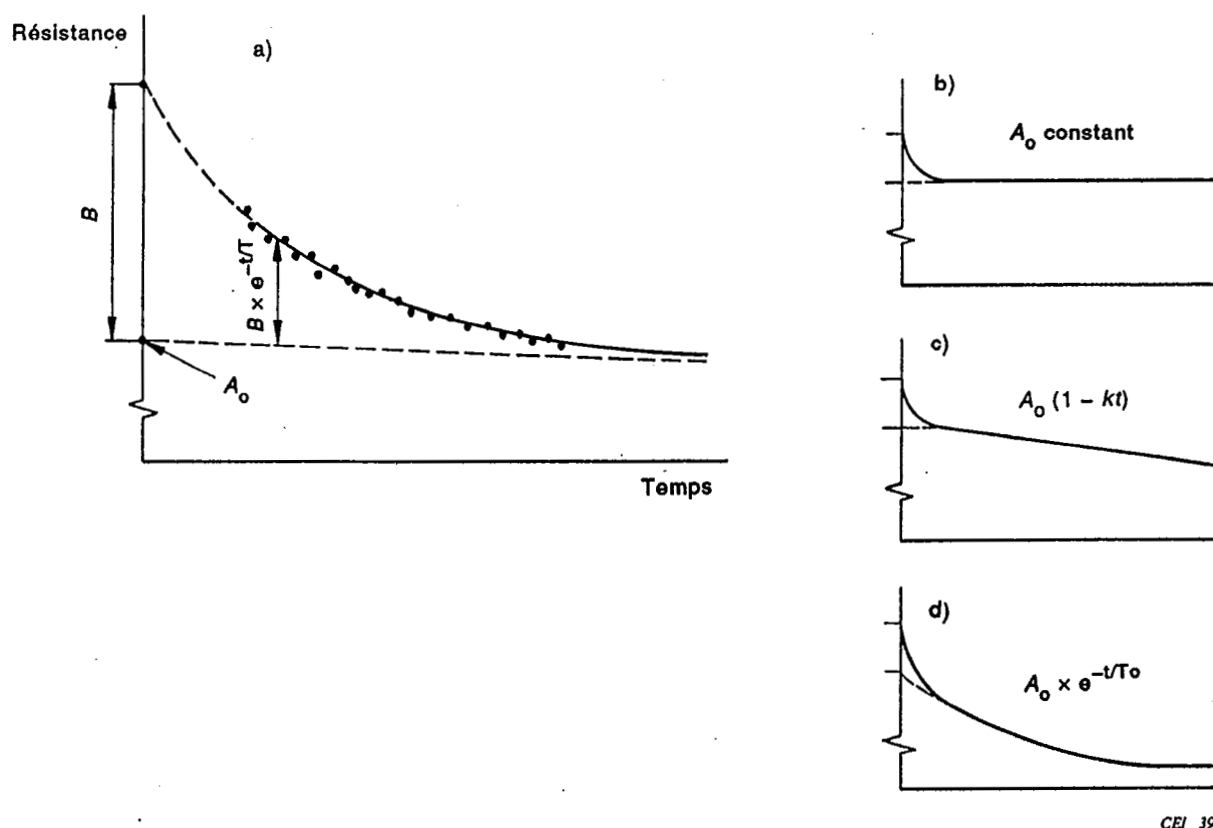
Clause C.2 of this annex discusses the d.c. supply circuit for resistance measurement and the delay before the inductive effects have died away.

The instrumentation used for the measurement may be for manual reading or for automatic recording, analogue or digital. A considerable number of discrete readings are obtained over a period of, say 20 min, and these have to be evaluated for the extrapolation backwards in time to the instant of shutdown.

A plot of the readings would look as figure C.2 shows. It indicates that the temperature of the winding varies relatively rapidly for a period of a few minutes and then flattens out.

In a transformer with large thermal time-constant for oil-temperature variation (this applies mainly to ON . . transformers of relatively low rated power) it may be assumed that the asymptote is a constant value.

In other cases (particularly when large transformers with forced cooling are tested, and the cooling equipment is left operating after test power shutdown – see annex A), it may be necessary to recognize a falling asymptote, on which the more rapid initial variation is superimposed. Figure C.2 illustrates this.



- a) La partie initiale de la courbe avec la décroissance rapide de température.
 b) c) d) Variantes de modèles mathématiques pour les suivantes, décroissance lente.

Figure C.2 – Evaluation de la variation de résistance d'enroulement après la coupure

L'évaluation pourra être réalisée de façon convenable en utilisant une procédure de calcul numérique par ordinateur qui fait correspondre une fonction analytique à l'ensemble des points relevés. L'exposé, ci-dessus, ne fait qu'illustrer les principes généraux.

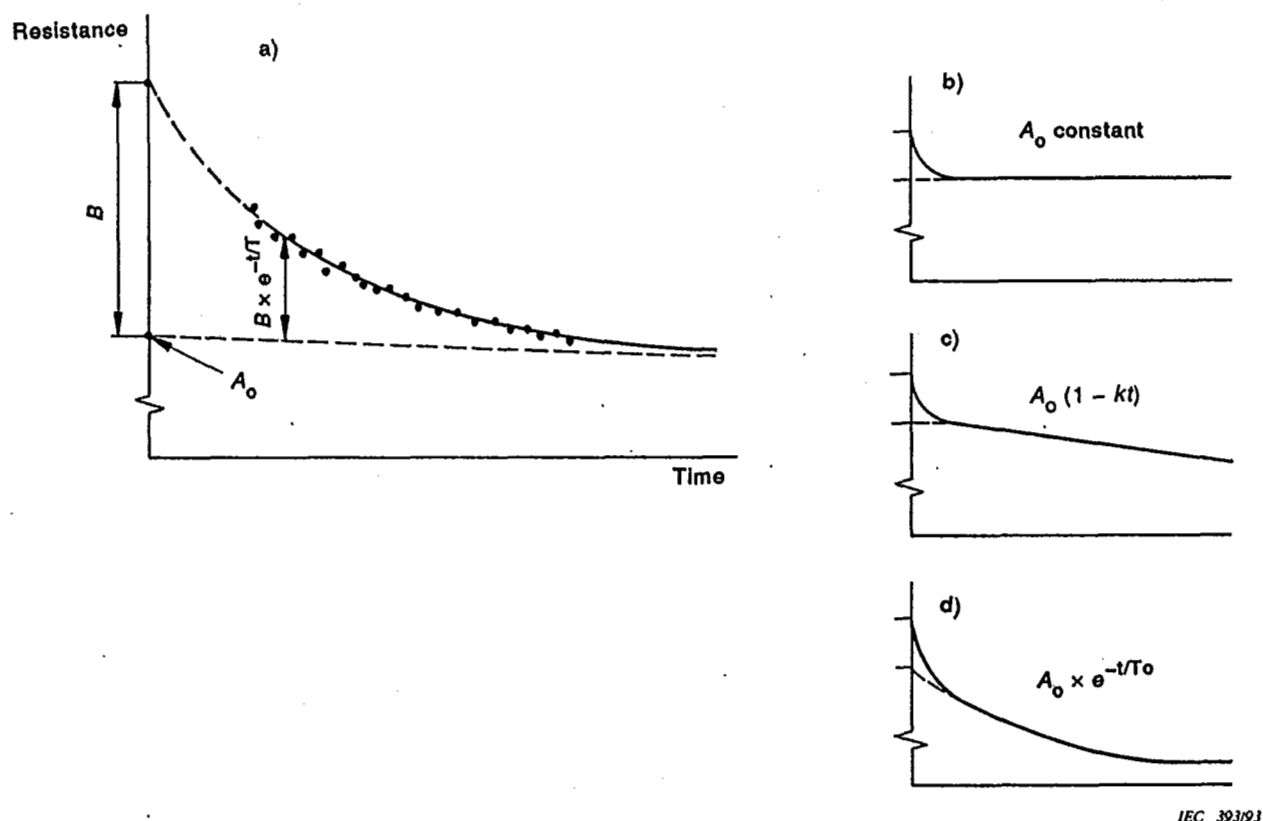
La variation de la résistance R avec le temps t est interprétée comme la combinaison d'un terme A fixe ou peu variable et d'un autre terme montrant une décroissance exponentielle à partir d'une valeur B avec une constante de temps T :

$$R(t) = A(t) + B \times e^{-t/T} \quad (10)$$

Pour le premier terme, on peut utiliser une constante, ou une décroissance linéaire, ou une décroissance exponentielle:

$$A = A_0 \quad A = A_0 (1 - kt) \quad A = A_0 \times e^{-t/T_0} \quad (11)$$

Les mesures sont réalisées sur un intervalle de temps tel que le second terme a pratiquement disparu. Les paramètres A_0 , ou A_0 et k , ou A_0 et T_0 peuvent alors être estimés assez bien à partir de la dernière portion du tracé.



- a) The initial part of the record, with the rapid temperature decay.
 b) c) d) Alternative mathematical models for the following, slow decay.

Figure C.2 – Evaluation of winding resistance variation after shutdown

The evaluation will suitably be performed using a numerical computer procedure, which fits an analytical function to the set of readings. The discussion below only illustrates general principles.

The variation of the resistance R with time t is interpreted as a combination of a fixed or slowly varying term A and another term showing an exponential decay from a value B with a time-constant T :

$$R(t) = A(t) + B \times e^{-t/T} \quad (10)$$

For the first term, a constant, a linear decay, or an exponential decay may be used:

$$A = A_0 \quad A = A_0 (1 - kt) \quad A = A_0 \times e^{-t/T_0} \quad (11)$$

The measurements are conducted for a length of time such that the second term has practically died away. Parameter A_0 , or A_0 and k , or A_0 and T_0 can then be estimated well enough from the latter part of the record.

Après que cela a été fait, la variation exponentielle rapide est isolée en écrivant:

$$R'(t) = R(t) - A(t) = B \times e^{-t/T} \quad (12)$$

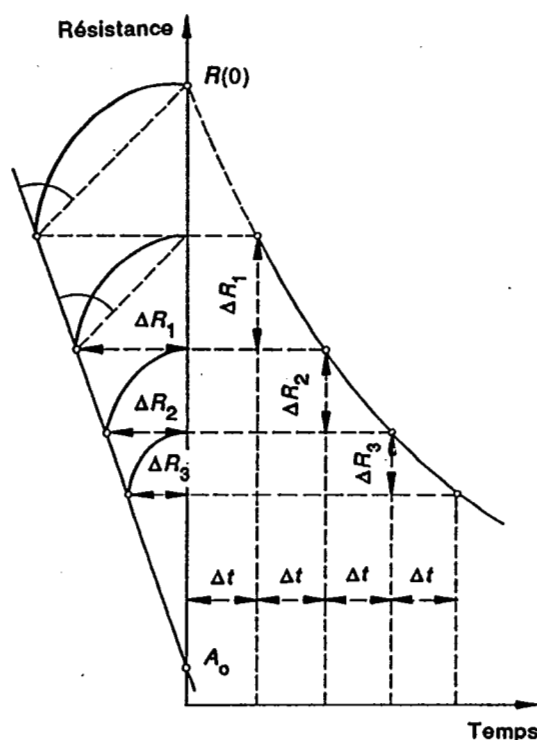
A partir des jeux de valeurs (R'_i, t_i) les paramètres B et T sont déterminés par une procédure de régression numérique.

Le résultat de cette estimation est alors:

$$R(0) = A_0 + B \quad (13)$$

d'où la température moyenne de l'enroulement est calculée selon 5.4 de cette partie de la CEI 76.

Une procédure d'extrapolation graphique conventionnelle pour la même évaluation utilise un tracé manuel lissé. Des points d'intersection sont relevés à des intervalles de temps réguliers le long de la courbe en partant de l'instant du déclenchement. Il convient que les variations de résistances forment une série géométrique si la décroissance de la courbe est exponentielle. Une droite inclinée dans le dessin est tracée, comme le montre la figure C.3. Cette droite coupe l'axe R au point correspondant à A_0 (figure C.3) et, à l'autre extrémité, permet aussi bien une estimation graphique de R_0 .



CEI 394/93

Figure C.3 – Extrapolation graphique donnant la valeur de résistance au déclenchement

After this has been done, the rapid exponential variation is isolated by putting:

$$R'(t) = R(t) - A(t) = B \times e^{-t/T} \quad (12)$$

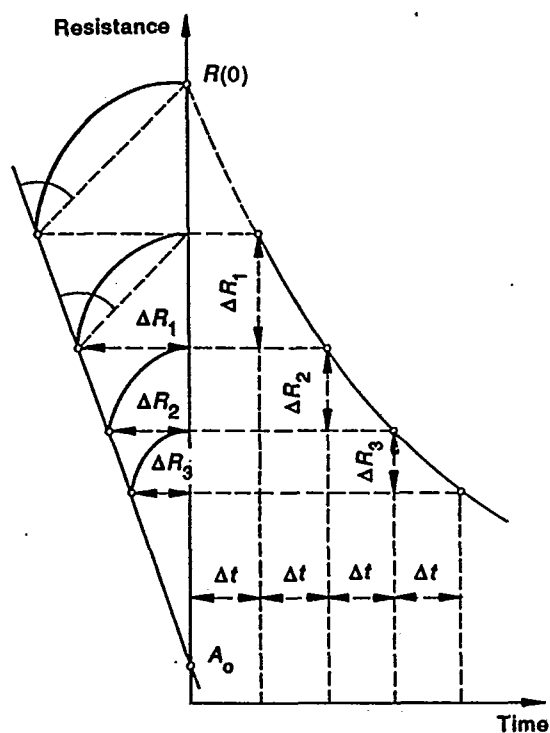
To the set of values (R'_i, t_i) , the parameters B and T are determined by some numerical regression procedure.

The result of the estimate is then:

$$R(0) = A_0 + B \quad (13)$$

from which the average temperature of the winding is calculated according to 5.4 of this part of IEC 76.

A conventional graphical extrapolation procedure for the same purpose uses a manually smoothed plot. Intercepts are made at equal intervals of time, starting from the instant of shutdown. The resistance differences should form a geometric series, if the decay curve is exponential. A sloping line in the graph is fitted, as shown in figure C.3. This line tends to the intersection corresponding to parameter A_0 (figure C.3) and, at the other end, permits a graphical estimate of R_0 as well.



IEC 394193

Figure C.3 – Graphical extrapolation to resistance value at shutdown

C.4 Analyse des gaz dissous dans l'huile

Une analyse chromatographique des gaz dissous dans l'huile peut être avantageusement utilisée pour détecter un suréchauffement localisé éventuel qui ne ferait pas apparaître une valeur d'échauffement anormal durant l'essai.

Une telle analyse est, en général, capable d'indiquer un «léger suréchauffement» des enroulements ou des pièces de structure disons de 170 °C à 200 °C ou un suréchauffement local sérieux, disons de 300 °C à 400 °C, par exemple des contacts involontaires entraînant la circulation de courants de Foucault.

L'analyse des gaz dissous dans l'huile est spécialement recommandée pour les gros transformateurs car les effets des flux de fuite sont un facteur de risque potentiel croissant avec la taille.

La technique d'essai est décrite, par ailleurs, dans le rapport du groupe de travail CIGRÉ, Electra n° 82, mai 1982, pages 33 à 40.

C.4 Gas-in-oil analysis

A chromatographic analysis of dissolved gases in the oil may be used to advantage in order to detect possible local overheating which will not show up as abnormal temperature rise figures during the test.

Such analysis is in general capable of indicating 'mild overheating' of windings or structural parts, say, 170 °C to 200 °C, or serious local overheating, say 300 °C to 400 °C, for example, an unintentional contact carrying circulating eddy current.

Gas-in-oil analysis is particularly recommended for large transformers, as stray flux effects are a potential risk factor increasing with size.

The test technique is described further in CIGRÉ Working Group Report, Electra N° 82, May 1982, pages 33 to 40.

Publications de la CEI préparées par le Comité d'Etudes n° 14

76:- Transformateurs.

76-1 (1993)	Partie 1: Généralités.
76-2 (1993)	Partie 2: Echauffement.
76-3 (1980)	Troisième partie: Niveaux d'isolement et essais diélectriques. Modification n° 1 (1981).
76-3-1 (1987)	Troisième partie: Niveaux d'isolement et essais diélectriques. Distances d'isolement dans l'air.
76-4 (1976)	Quatrième partie: Prises et connexions.
76-5 (1976)	Cinquième partie: Tenue au court-circuit. Modification n° 1 (1979).
214 (1989)	Changeurs de prises en charge.
289 (1988)	Bobines d'inductance.
354 (1991)	Guide de charge pour transformateurs de puissance immergés dans l'huile.
542 (1976)	Guide d'application pour changeurs de prises en charge.
551 (1987)	Détermination des niveaux de bruit des transformateurs et des bobines d'inductance.
606 (1978)	Guide d'application pour les transformateurs de puissance.
616 (1978)	Marquage des bornes et prises de transformateurs de puissance.
722 (1982)	Guide pour les essais au choc de foudre et au choc de manoeuvre des transformateurs de puissance et des bobines d'inductance.
726 (1982)	Transformateurs de puissance de type sec. Modification n° 1 (1986).
742 (1983)	Transformateurs de séparation des circuits et transformateurs de sécurité. Règles. Amendement 1 (1992).
905 (1987)	Guide de charge pour transformateurs de puissance du type sec.
989 (1991)	Transformateurs d'isolement à enroulements séparés, autotransformateurs, transformateurs variables et bobines d'inductance.

IEC publications prepared by Technical Committee No. 14

76:- Power transformers.

76-1 (1993)	Part 1: General.
76-2 (1993)	Part 2: Temperature rise.
76-3 (1980)	Part 3: Insulation levels and dielectric tests. Amendment No. 1 (1981).
76-3-1 (1987)	Part 3: Insulation levels and dielectric tests. External clearances in air.
76-4 (1976)	Part 4: Tappings and connections.
76-5 (1976)	Part 5: Ability to withstand short circuit. Amendment No. 1 (1979).
214 (1989)	On-load tap-changers.
289 (1988)	Reactors.
354 (1991)	Loading guide for oil-immersed power transformers.
542 (1976)	Application guide for on-load tap-changers.
551 (1987)	Determination of transformers and reactor sound levels.
606 (1978)	Application guide for power transformers.
616 (1978)	Terminal and tapping markings for power transformers.
722 (1982)	Guide to the lightning impulse and switching impulse testing of power transformers and reactors.
726 (1982)	Dry-type power transformers. Amendment No. 1 (1986).
742 (1983)	Isolating transformers and safety isolating transformers. Requirements. Amendment 1 (1992).
905 (1987)	Loading guide for dry-type power transformers.
989 (1991)	Separating transformers and autotransformers, variable transformers and reactors.