

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
599**

Première édition
First edition
1978

**Interprétation de l'analyse des gaz
dans les transformateurs et autres matériels
électriques remplis d'huile, en service**

**Interpretation of the analysis of gases
in transformers and other oil-filled
electrical equipment in service**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 599: 1978

Validité de la présente publication

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

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles auprès du Bureau Central de la CEI.

Les renseignements relatifs à ces révisions, à l'établissement des éditions révisées et aux amendements peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et dans les documents ci-dessous:

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 50: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI), qui se présente sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande. Voir également le dictionnaire multilingue de la CEI.

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

Symboles graphiques et littéraux

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

- la CEI 27: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique;*
- la CEI 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles;*
- la CEI 617: *Symboles graphiques pour schémas;*

et pour les appareils électromédicaux,

- la CEI 878: *Symboles graphiques pour équipements électriques en pratique médicale.*

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit tirés de la CEI 27, de la CEI 417, de la CEI 617 et/ou de la CEI 878, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Publications de la CEI établies par le même comité d'études

L'attention du lecteur est attirée sur les listes figurant à la fin de cette publication, qui énumèrent les publications de la CEI préparées par le comité d'études qui a établi la présente publication.

Validity of this publication

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

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available from the IEC Central Office.

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

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
Published yearly
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC 50: *International Electrotechnical Vocabulary (IEV)*, which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field. Full details of the IEV will be supplied on request. See also the IEC Multilingual Dictionary.

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 publications:

- IEC 27: *Letter symbols to be used in electrical technology;*
- IEC 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets;*
- IEC 617: *Graphical symbols for diagrams;*

and for medical electrical equipment,

- IEC 878: *Graphical symbols for electromedical equipment in medical practice.*

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC 27, IEC 417, IEC 617 and/or IEC 878, 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 end pages of this publication which list the IEC publications issued by the technical committee which has prepared the present publication.

NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD

CEI
IEC
599

Première édition
First edition
1978

**Interprétation de l'analyse des gaz
dans les transformateurs et autres matériels
électriques remplis d'huile, en service**

**Interpretation of the analysis of gases
in transformers and other oil-filled
electrical equipment in service**

© CEI 1978 Droits de reproduction réservés — Copyright — all rights reserved

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

M

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

SOMMAIRE

	Pages
PRÉAMBULE	4
PRÉFACE	4
Articles	
1. Introduction	6
2. Domaine d'application	6
3. Méthode de base recommandée pour l'interprétation des analyses de gaz	6
3.1 Gaz produits par l'huile.	6
3.2 Concentrations significatives en gaz dissous	8
3.3 Identification des défauts grâce aux rapports de concentrations des gaz dissous dans l'huile	10
4. Dégradation de l'isolation cellulosique	16
4.1 Examen des concentrations en CO ₂ et CO des gaz dissous dans l'huile	16
4.2 Examen des concentrations en CO ₂ et CO dans les gaz libres recueillis aux relais collecteurs de gaz	16
5. Application de la méthode de diagnostic aux gaz libres recueillis aux relais collecteurs de gaz	16
5.1 Calcul des concentrations en gaz dissous équivalentes aux concentrations dans le gaz libre	18
ANNEXE A — Informations fournies par la vitesse de production des gaz	20

IECNORM.COM: Click to view the full PDF file (01605991978)

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
PREFACE	5
Clause	
1. Introduction	7
2. Scope	7
3. Recommended basic method for interpreting gas analysis	7
3.1 Gases generated from oil	7
3.2 Levels at which dissolved gases are significant	9
3.3 Diagnosis of faults from relative concentrations of individual gases dissolved in oil	11
4. Degradation of cellulosic insulation	17
4.1 Examining CO ₂ and CO concentrations found dissolved in oil	17
4.2 Examining CO ₂ and CO concentrations in free gases found in the gas-collecting relay	17
5. Application of diagnostic method to free gases in a gas-collecting relay	17
5.1 Calculation of dissolved gas concentrations equivalent to free gas concentrations	19
APPENDIX A — Information obtained from rates of gas production	21

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 60399-1978

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**INTERPRÉTATION DE L'ANALYSE DES GAZ
DANS LES TRANSFORMATEURS ET AUTRES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES,
REMP LIS D'HUILE, EN SERVICE**

PRÉAMBULE

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

PRÉFACE

La présente norme a été établie par le Sous-Comité 10A: Huiles isolantes à base d'hydrocarbures, du Comité d'Études N° 10 de la CEI: Diélectriques liquides et gazeux.

Les projets furent discutés lors des réunions tenues à Baden-Baden en 1975 et à Moscou en 1977. A la suite de cette dernière réunion, un projet, document 10A(Bureau Central)37, fut soumis à l'approbation des Comités nationaux suivant la Règle des Six Mois en novembre 1977.

Les pays suivants se sont prononcés explicitement en faveur de la publication:

Afrique du Sud (République d')	Irlande
Allemagne	Italie
Australie	Norvège
Autriche	Pays-Bas
Belgique	Pologne
Canada	Royaume-Uni
Danemark	Suède
Espagne	Suisse
États-Unis d'Amérique	Tchécoslovaquie
France	Turquie
Hongrie	Yougoslavie

Autre publication de la CEI citée dans la présente norme:

- Publication n° 567: Guide pour le prélèvement des gaz et de l'huile dans le matériel électrique rempli d'huile et pour l'analyse des gaz libres et dissous.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**INTERPRETATION OF THE ANALYSIS OF GASES IN TRANSFORMERS
AND OTHER OIL-FILLED ELECTRICAL EQUIPMENT IN SERVICE**

FOREWORD

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

PREFACE

This standard has been prepared by Sub-Committee 10A, Hydrocarbon Insulating Oils, of IEC Technical Committee No. 10, Liquid and Gaseous Dielectrics.

The drafts were discussed at the meetings held in Baden-Baden in 1975 and in Moscow in 1977. As a result of this latter meeting, a draft, Document 10A(Central Office)37, was submitted to the National Committees for approval under the Six Months' Rule in November 1977.

The following countries voted explicitly in favour of publication:

Australia	Netherlands
Austria	Norway
Belgium	Poland
Canada	South Africa (Republic of)
Czechoslovakia	Spain
Denmark	Sweden
France	Switzerland
Germany	Turkey
Hungary	United Kingdom
Ireland	United States of America
Italy	Yugoslavia

Other IEC publication quoted in this standard:

Publication No. 567: Guide for the Sampling of Gases and of Oil from Oil-filled Electrical Equipment and for the Analysis of Free and Dissolved Gases.

INTERPRÉTATION DE L'ANALYSE DES GAZ DANS LES TRANSFORMATEURS ET AUTRES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES, REMP LIS D'HUILE, EN SERVICE

1. Introduction

La présente norme est le résultat des travaux menés conjointement par la CEI et la CIGRÉ pour comparer les méthodes existantes d'interprétation des analyses de gaz dans l'huile. Une centaine d'exemples de transformateurs défectueux ont été examinés; la nature du défaut a été identifiée par une inspection interne, et les gaz dissous dans l'huile et parfois les gaz du relais collecteur (Buchholz) ont été analysés. Les méthodes d'interprétation de la présente norme ont été appliquées. Il apparaît que toutes ces méthodes d'interprétation sont très généralement capables de distinguer les défauts thermiques et les défauts électriques. Les exceptions sont rares et probablement dues à une méprise occasionnelle plutôt qu'à une insuffisance des méthodes.

2. Domaine d'application

Les décharges électriques et les contraintes thermiques dans l'huile ou dans l'isolation solide, par exemple du papier, du carton, etc., d'un transformateur rempli d'huile provoquent la dégradation de ces matériaux avec formation de différents gaz. Jusqu'à un certain point, ces gaz se dissolvent dans l'huile: en utilisant les techniques décrites dans la Publication 567 de la CEI: Guide pour le prélèvement des gaz et de l'huile dans le matériel électrique rempli d'huile et pour l'analyse des gaz libres et dissous, les gaz dissous peuvent être extraits d'un échantillon d'huile et peuvent être analysés quantitativement par chromatographie en phase gazeuse. La présente norme décrit comment les concentrations de ces gaz ou de gaz libres peuvent être interprétées pour diagnostiquer l'état d'un transformateur en service et prévoir l'intervention à effectuer.

Les méthodes d'interprétation ont été mises au point pour les transformateurs, en service dans les réseaux de puissance, bobinés avec des conducteurs en cuivre, isolés au papier cellulosique ou au carton et remplis d'huile isolante minérale. Les méthodes doivent être appliquées avec prudence aux autres types de matériaux jusqu'à ce que plus d'expérience ait été acquise dans ce domaine. Les méthodes peuvent être aussi appliquées, en principe, aux transformateurs de mesure, aux câbles à huile fluide, aux appareils de coupure, etc., mais avant d'établir des interprétations et limites convenables, plus d'expérience est encore nécessaire.

Dans tous les cas, l'information obtenue doit être considérée comme un guide; l'intervention à prévoir doit être décidée compte tenu des impératifs d'exploitation.

3. Méthode de base recommandée pour l'interprétation des analyses de gaz

3.1 Gaz produits par l'huile

Le diagnostic de base est fondé sur la nature et sur les quantités relatives de gaz produits par la décomposition de l'huile au cours des différents défauts: il faut garder à l'esprit que dans un grand transformateur l'huile, soit seule, soit en tant qu'imprégnant, est présente pratiquement partout là où peut se développer un défaut. Les gaz les plus significatifs, produits par la décomposition de l'huile, sont l'hydrogène (H_2), le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'éthylène (C_2H_4) et l'acétylène (C_2H_2).

Note. — Les hydrocarbures cités ci-dessus ne sont pas les seuls qui soient produits; par exemple des hydrocarbures en C_3 et C_4 sont également formés; cependant, l'expérience, à ce jour, a montré qu'un diagnostic satisfaisant pouvait être établi sans tenir compte de ces hydrocarbures, et, en vue de simplifier, ils ont été omis de la méthode d'interprétation décrite ci-dessous.

INTERPRETATION OF THE ANALYSIS OF GASES IN TRANSFORMERS AND OTHER OIL-FILLED ELECTRICAL EQUIPMENT IN SERVICE

1. Introduction

This standard is the result of a survey carried out jointly by the IEC and the CIGRÉ in order to compare available methods of interpretation of gas in oil analysis. One hundred examples were collected of faulty transformers for which the actual fault had been identified by internal examination and the gas dissolved in oil and sometimes the Buchholz gas, had been analyzed. The diagnostic methods given in this standard were applied. All these methods of interpretation appear to be capable of discriminating reliably between electrical faults and thermal faults. Exceptions were rare and they perhaps reflect occasional misjudgement rather than the inadequacy of the methods.

2. Scope

Electrical discharges or thermal stresses in the oil or solid insulation, for example, paper pressboard etc, of an oil-filled transformer cause degradation of these materials with the formation of gases of various types. To some extent these gases dissolve in the oil, but using techniques described in IEC Publication 567, Guide for the Sampling of Gases and of Oil from Oil-filled Electrical Equipment and for the Analysis of Free and Dissolved Gases, they may be removed from a sample of the oil and analyzed quantitatively by gas chromatography. This standard describes how the concentrations of dissolved gases or of free gases may be interpreted to diagnose the condition of a transformer in service and suggest future action.

The methods of interpretation have been developed for power transformers wound with copper conductors, insulated with cellulosic paper or pressboard-based solid insulation and filled with hydrocarbon mineral oil, in service on power networks; until further experience has been gained, the methods should be applied with caution in relation to other materials. The methods may also apply in principle to instrument transformers, oil-filled cables, switchgear, etc., but insufficient experience is available to formulate suitable interpretation and limits.

In any case, the indication obtained must be viewed only as a guide; any resulting action must be undertaken with proper engineering judgement.

3. Recommended basic method for interpreting gas analysis

3.1 Gases generated from oil

The basic diagnosis is founded upon the types and relative quantities of gases generated by decomposition of oil under various fault conditions; it will be appreciated that oil, either alone or as an impregnant, is present practically everywhere that a fault can arise in a large oil-filled transformer. The most significant gases generated by decomposition of oil are hydrogen (H_2), methane (CH_4), ethane (C_2H_6), ethylene (C_2H_4), and acetylene (C_2H_2).

Note. — The hydrocarbons quoted above are by no means the only ones generated; for example, C_3 hydrocarbons and C_4 hydrocarbons, are also formed; but experience to date has shown that a satisfactory diagnosis can be made without taking account of these gases, and in the interests of simplicity they have been omitted from the method of interpretation described below.

Lorsque des matériaux celluloseux sont dégradés, d'autres gaz, principalement le monoxyde de carbone (CO) et le dioxyde de carbone (CO₂) sont produits, mais l'information supplémentaire obtenue grâce aux concentrations de ces gaz complète le diagnostic de base, comme cela est expliqué dans l'article 4.

Les quantités relatives des gaz cités ci-dessus varient suivant la manière dont l'énergie disponible pour décomposer l'huile est libérée dans le défaut. Elles sont donc caractéristiques du type de défaut, si un défaut est présent.

Les décharges partielles (décharges dans des poches gazeuses entourées d'huile ou dans des matériaux imprégnés d'huile) correspondent à un défaut de faible niveau énergétique; dans ce cas, la cause principale de décomposition est le bombardement ionique des molécules d'huile et l'hydrogène est le principal gaz produit. Dans d'autres cas, l'huile est décomposée principalement par la chaleur, et les types d'hydrocarbures produits varient alors suivant la température. Donc, une faible décomposition se produit aux températures normales de fonctionnement, produisant principalement de l'hydrogène et du méthane. Des températures et des énergies plus élevées sont dues à des points chauds ou à l'échauffement de conducteurs, dans ces cas, des températures légèrement supérieures aux conditions normales de fonctionnement (soit 150°C) ou même aussi élevées que 1000°C peuvent être atteintes et décomposer l'huile. Les points chauds dont la température est peu élevée produisent principalement du CH₄, et lorsque la température du défaut s'élève les quantités de C₂H₆ et C₂H₄ augmentent. Aux températures les plus élevées, de l'ordre de 3000°C et plus, accompagnant les étincelles, les contournements ou les arcs de puissance, l'acétylène est le gaz caractéristique. La méthode recommandée de codification de ces changements de concentrations pour faciliter le diagnostic d'un défaut est donnée au paragraphe 3.3.

Note. — La méthode décrite est applicable uniquement lorsqu'un seul type de défaut est présent ou lorsqu'il existe un défaut prédominant; s'il y a deux ou plusieurs types de défauts produisant chacun des quantités considérables de gaz, des informations supplémentaires peuvent être obtenues en prolongeant la période d'observation.

3.2 Concentrations significatives en gaz dissous

Avant d'appliquer une méthode de diagnostic, il est nécessaire de s'assurer que les concentrations de gaz mesurées sont significatives. Il faut répondre à deux questions:

- 1) Les valeurs mesurées sont-elles nettement plus grandes que celles limitant la sensibilité de la méthode d'analyse et de l'appareillage?
- 2) Dans l'affirmative, les concentrations du gaz sont-elles assez élevées pour justifier un examen ultérieur afin de déterminer la présence ou non d'un défaut dans le transformateur?

La réponse à la première question dépend de la méthode analytique et de l'appareillage. La Publication 567 de la CEI fixe la sensibilité de la méthode analytique. Avant de décider si un gaz est présent en quantité significative, la concentration doit être au moins dix fois plus grande que celle correspondant à la limite de détection.

La réponse à la deuxième question se rapporte à la possibilité d'une présence de gaz dans un transformateur, en fonctionnement normal, en l'absence de défaut. Même dans un transformateur neuf ou nouvellement réimprégné, des gaz présents en quantités suffisantes peuvent induire en erreur; l'origine de ces gaz peut être:

- gaz formés au cours du processus de raffinage et qui n'ont pas été complètement éliminés par le dégazage de l'huile;
- gaz formés au cours du séchage et de l'imprégnation du transformateur en usine;
- gaz formés au cours de défauts précédents et qui n'ont pas été complètement éliminés de l'isolation imprégnée d'huile avant remplissage avec l'huile dégazée;
- gaz formés au cours de réparations, par brasure, soudure, etc.

Where cellulosic materials are involved at a fault, further gases, chiefly carbon dioxide (CO₂) and carbon monoxide (CO) are also generated but the information obtained from concentrations of these is supplementary to the basic diagnosis, as explained in Clause 4.

The relative quantities of the above gases vary in ways characteristic of how the energy available to decompose the oil is released at the fault and hence in ways characteristic of the type of fault, if a fault is present.

Partial discharges occur in case of fault of low-level energy (breakdown in gas-filled voids surrounded by oil or oil-impregnated material); the main cause of decomposition in this case is ionic bombardment of the oil molecules and the major gas produced is hydrogen. In other cases, decomposition of oil is mainly caused by heat, with variations in the types of hydrocarbons produced as the temperature rises. Thus a little decomposition occurs at normal operating temperatures, producing mainly hydrogen and methane. Higher temperatures and higher energies are caused by hot-spots or conductor overheating; temperatures from a little above normal operating temperatures (say, 150°C) to as high as 1000°C may occur in such cases to decompose the oil. The principal gas produced by low temperature hot-spots is CH₄, but as the fault temperature rises, C₂H₆ and C₂H₄ appear in increasing quantities. In the much higher temperatures occurring at sparking, flashovers, or in power arcing where temperatures of over 3000°C may be produced, C₂H₂ becomes significant. The recommended method of codifying these changing concentrations to enable ready diagnosis of a fault is given in Sub-clause 3.3.

Note. — The techniques described apply only where there is a single or a predominant type of fault present; where there are two or more types of fault, each producing considerable quantities of gas, additional information by extended periods of observation may be required.

3.2 Levels at which dissolved gases are significant

Before proceeding with any diagnosis method it is necessary to be satisfied that the measured gas concentrations are significant. There are two questions to be answered:

- 1) Are the measured values well above the sensitivity of the analysis methods and equipment?
- 2) If they are, are the gas concentrations high enough to warrant further investigation as to whether there may be a fault in the transformer?

The answer to the first question depends on the analysis method and equipment. IEC Publication 367 sets requirements for the sensitivity of the analysis. Before considering that any gas is present in significant quantity, its concentration should be at least ten times these sensitivity limits.

The answer to the second question relates to the likelihood of a gas being present in a transformer due to normal operating conditions, without any fault being present. Even in a new or newly reimpregnated transformer, gases may be present in quantities sufficient to be misleading; sources of these gases may be:

- gases formed during the refining processes and not completely removed by oil degassing;
- gases formed during drying and impregnating the transformer in the factory;
- gases formed on the occasion of previous faults and not completely removed from the oil-impregnated insulation before being refilled with degassed oil;
- gases formed during repairs by brazing, welding, etc.

Pour résoudre ce problème, il est suggéré de déterminer la teneur initiale en gaz de l'huile d'un transformateur d'une manière systématique par l'analyse d'un échantillon prélevé juste avant la mise en service du transformateur dans le poste ou après une courte période suivant sa mise en service. Le résultat de cette analyse est pris comme «point de repère» pour interpréter les analyses ultérieures; celles-ci sont considérées comme indicatives d'un défaut, si les concentrations en gaz dépassent suffisamment les valeurs du «point de repère».

Au cours du fonctionnement normal, des gaz (en particulier du CO₂ et du CO) sont également formés par le vieillissement normal du transformateur, de sorte que l'on peut s'attendre à ce que la concentration de tous les gaz augmente au cours de la vie d'un transformateur (quoique des valeurs stables puissent être atteintes par échange avec l'air présent dans le conservateur). Les valeurs normales des concentrations pour les transformateurs d'âges différents varient fortement en fonction des paramètres d'exploitation et du type de construction des transformateurs; il est fortement recommandé que chaque entreprise tente de recueillir des données à partir desquelles les concentrations normales (ou limites fixées pour les «normes») pour les transformateurs sains de différents âges puissent être établies. Si, lors d'une analyse de routine de gaz dissous dans l'huile d'un transformateur, on constate que les limites fixées pour les «normes» sont dépassées, cela n'indique pas nécessairement qu'un défaut soit présent, mais que le transformateur doit être l'objet d'une plus grande surveillance.

Normalement, on recommande alors des prélèvements et des analyses plus fréquents, mais l'urgence et la nature de l'intervention dépendent d'une certaine manière de l'excès des concentrations trouvées par rapport aux limites fixées pour les «normes» et de la composition des gaz dissous.

Des données internationales se rapportant à tous les types de transformateurs et à tous les modes de fonctionnement seront publiées par la CIGRÉ. Cependant, comme il s'agit de valeurs moyennes couvrant de très nombreux cas, elles ne sont jamais aussi valables que celles qui pourraient être obtenues expérimentalement dans chaque entreprise.

3.3 Identification des défauts grâce aux rapports de concentrations des gaz dissous dans l'huile

Le calcul des rapports de concentrations des gaz cités au paragraphe 3.1 convient pour identifier des défauts. Les rapports utilisés dans la table d'identification des défauts sont:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \quad \frac{CH_4}{H_2}, \quad \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Pour une distinction plus poussée, d'autres rapports peuvent être utilisés.

Le tableau I donne les différentes limites des rapports qui correspondent au vieillissement normal et aux différents types de défauts et qui permettent leur identification. Ce tableau codifie chaque gamme de valeurs pour les rapports des gaz caractéristiques; des chiffres ont été attribués de telle sorte que le code 000 corresponde aux conditions de vieillissement normal.

Le tableau II fournit l'ordinogramme résumant les décisions à prendre après le prélèvement de routine d'un échantillon d'huile ainsi que les étapes à suivre après le diagnostic d'un défaut.

Les articles 4 et 5 et l'annexe A décrivent les méthodes qui permettent d'obtenir des informations supplémentaires complétant le diagnostic principal décrit ci-dessus. L'interprétation des teneurs en CO₂ et en CO provenant de la dégradation de l'isolation cellulosique est discutée à l'article 4; l'interprétation de la présence de gaz libres dans le relais collecteur de gaz et l'application à ces gaz de la méthode de diagnostic décrite ci-dessus sont discutées à l'article 5. L'évolution au cours du temps des concentrations des gaz peut fournir de précieux renseignements; cette méthode est décrite à l'annexe A.

Note. — Dans la revue *Electra*, n° 42, octobre 1975 (pages 31-52), on trouvera des informations supplémentaires concernant d'autres méthodes d'interprétation.

To overcome this problem, it is suggested that the initial gas contents of the oil in a transformer should be established as a matter of routine by analysing gases from an oil sample obtained shortly before, or a limited period after, energizing the transformer on site. The result of this analysis is taken as a “benchmark” when examining later analyses, which are regarded as indicative of trouble only if the concentrations of gases substantially exceed the benchmark values.

During ordinary operation, gases are also formed, particularly CO₂ and CO, by normal ageing processes in a transformer, so that concentrations of all gases may be expected to increase over the life of a transformer (although sometimes stable values are reached, set by interchange with the air at the conservator). Actual values of concentrations for various ages of transformers vary very widely as a result of different operational methods and transformer designs; it is strongly recommended that each utility should endeavour to build up data from which these normal concentrations (or “norms”) for healthy transformers of various ages may be known. If, on carrying out a routine analysis of the gases in the oil of a particular transformer, “norms” are found to be exceeded, this does not necessarily indicate that there is a fault, but does indicate that greater attention to that transformer is advisable.

One would usually institute more frequent sampling and analysis but the urgency and nature of action would to some extent depend on the amounts by which actual concentrations are found to exceed the “norms” as well as on the particular composition of dissolved gases.

International data covering all types of transformers and all operating methods will be published by CIGRÉ. However, since these are average values covering very many cases, they are by no means as reliable as those built up by experience by a particular manufacturer.

3.3 *Diagnosis of faults from relative concentrations of individual gases dissolved in oil*

A convenient basis for fault diagnosis is the calculations of ratios of the concentrations of the gases listed in Sub-clause 3.1. The ratios used in the following interpretation scheme are:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \frac{CH_4}{H_2}, \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Other ratios can be used for further discrimination.

Table I shows various limits of the ratios corresponding to normal ageing and to various types of fault from which a diagnosis of the nature of a fault may be obtained. The table shows a code for each range of the ratios of the characteristic gases; numerals have been allocated so that code 000 represents normal ageing conditions.

Table II shows a flow chart summarizing actions following the taking of a routine oil sample, and steps that should be followed after diagnosis shows a fault to be likely.

In Clauses 4 and 5 and in Appendix A are given methods of obtaining information supplementary to the above main diagnosis. The significance of CO₂ and CO content in relation to deterioration of cellulosic insulation is discussed in Clause 4; the significance of free gases in gas collecting relays and the application of the above diagnostic methods to these gases are discussed in Clause 5. Changes of gas concentration with time can yield valuable information, by methods outlined in Appendix A.

Note. — Additional information concerning diagnostic methods can be found in the review *Electra*, No. 42, October 1975 (pages 31-52).

TABEAU I

Code pour l'examen des analyses de gaz dissous dans l'huile minérale

		Codification de la valeur des rapports			
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
	Rapport des gaz caractéristiques				
	<0,1	0	1	0	
	0,1-1	1	0	0	
	1-3	1	2	1	
	>3	2	2	2	
Cas n°	Défaut caractéristique				Exemples typiques
0	Pas de défaut	0	0	0	Vieillessement normal
1	Décharges partielles de faible densité d'énergie	0 mais non significatif	1	0	Décharges dans des poches de gaz provenant d'une imprégnation incomplète, ou d'une sursaturation, ou d'une teneur en eau élevée
2	Décharges partielles de haute densité d'énergie	1	1	0	Comme ci-dessus, mais provoquant du cheminement ou la perforation de l'isolation solide
3	Décharges de faibles énergies (voir note 1)	1→2	0	1→2	Amorçage continu dans l'huile dû à de mauvaises connections ou à des potentiels flottants. Rupture diélectrique d'huile entre matériaux solides
4	Décharges de hautes énergies	1	0	2	Décharges de puissance. Arc. Rupture diélectrique d'huile entre des enroulements ou entre spires ou entre spire et masse. Courant de coupure dans le sélecteur
5	Défaut thermique de basse température <150°C (voir note 2)	0	0	1	Echauffement généralisé de conducteur isolé
6	Défaut thermique de basse température-gamme 150°C-300°C (voir note 3)	0	2	0	Surchauffe locale du circuit magnétique due à des concentrations de flux. Points chauds de températures croissantes, allant de petits points chauds dans le circuit magnétique, surchauffe du cuivre due aux courants de Foucault, mauvais contacts (formation de carbone par pyrolyse) jusqu'à des points chauds dus à des courants de circulation entre circuit magnétique et cuve
7	Défaut thermique de température moyenne-gamme 300°C-700°C	0	2	1	
8	Défaut thermique de haute température >700°C (voir note 4)	0	2	2	

Notes 1. — Dans ce tableau le rapport $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ s'élève d'une valeur comprise entre 0,1 et 3 à une valeur supérieure à 3 et le rapport $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ d'une valeur comprise entre 0,1 et 3 à une valeur supérieure à 3 lorsque l'intensité de la décharge augmente.

2. — Dans ce cas les gaz proviennent principalement de la dégradation de l'isolation solide, ce qui explique la valeur du rapport $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

3. — Ce type de défaut se traduit normalement par une augmentation de la concentration des gaz. Le rapport $\frac{CH_4}{H_2}$ est normalement de l'ordre de 1 : la valeur réelle, supérieure ou inférieure à l'unité, dépend de nombreux facteurs tels que le type de protection de l'huile, la température et la qualité de l'huile.

4. — Une augmentation de la concentration en C_2H_2 peut indiquer que la température du point chaud est supérieure à 1000°C.

Remarques générales: 1) Les valeurs données pour les rapports doivent être considérées comme symboliques.

2) Les transformateurs équipés d'un changeur de prises en charge logé dans la cuve principale peuvent donner des défauts du type 202/102, si les produits de décomposition formés par les arcs dans la cuve du changeur de prises peuvent diffuser de l'huile de la cuve principale du transformateur.

3) En pratique on peut rencontrer des combinaisons de rapports qui ne sont pas comprises dans ce tableau. L'interprétation de telles combinaisons est à l'étude.

TABLE I

Code for examining analysis of gas dissolved in mineral oil

		Code of range of ratios			
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
	Ratios of characteristic gases				
	<0.1	0	1	0	
	0.1-1	1	0	0	
	1-3	1	2	1	
	>3	2	2	2	
Case No.	Characteristic fault				Typical examples
0	No fault	0	0	0	Normal ageing
1	Partial discharges of low energy density	0 but not significant	1	0	Discharges in gas-filled cavities resulting from incomplete impregnation, or supersaturation or cavitation or high humidity
2	Partial discharges of high energy density	1	1	0	As above, but leading to tracking or perforation of solid insulation
3	Discharges of low energy (see Note 1)	1→2	0	1→2	Continuous sparking in oil between bad connections of different potential or to floating potential. Breakdown of oil between solid materials
4	Discharges of high energy	1	0	2	Discharges with power follow-through. Arcing - breakdown of oil between windings or coils or between coils to earth. Selector breaking current
5	Thermal fault of low temperature <150°C (see Note 2)	0	0	1	General insulated conductor overheating
6	Thermal fault of low temperature range 150°C-300°C (see Note 3)	0	2	0	Local overheating of the core due to concentrations of flux. Increasing hot spot temperatures; varying from small hot spots in core, shorting links in core, overheating of copper due to eddy currents, bad contacts/joints (pyrolytic carbon formation) up to core and tank circulating currents
7	Thermal fault of medium temperature range 300°C-700°C	0	2	1	
8	Thermal fault of high temperature >700°C (see Note 4)	0	2	2	

Notes 1. — For the purpose of this table there will be a tendency for the ratio $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ to rise from a value between 0.1 and 3 to above 3 and for the ratio $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ from a value between 0.1 and 3 to above 3 as the spark develops in intensity.

2. — In this case the gases come mainly from the decomposition of the solid insulation, this explains the value of the ratio $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

3. — This fault condition is normally indicated by increasing gas concentrations. Ratio $\frac{CH_4}{H_2}$ is normally about 1; the actual value above or below unity is dependent on many factors such as design of oil preservation system, actual level of temperature and oil quality.

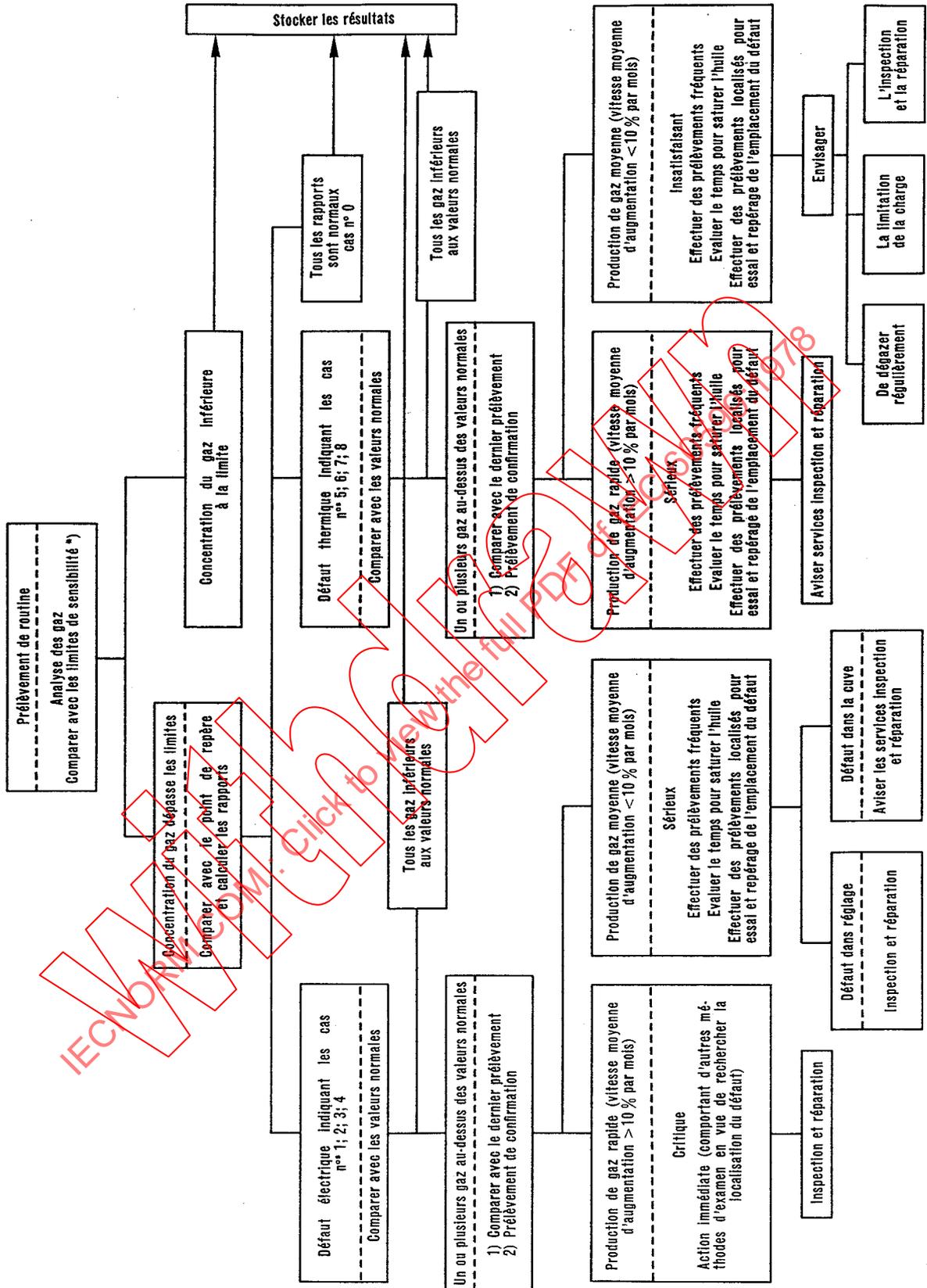
4. — An increasing value of the amount of C_2H_2 may indicate that the hot point temperature is higher than 1000°C.

General remarks: 1) Significant values quoted for ratios should be regarded as typical only.

2) Transformers fitted with in-tank on-load tap-changers may indicate faults of Type 202/102 depending on seepage or transmission of arc decomposition products in the diverter switchtank into the transformer tank oil.

3) Combinations of the ratios not included in Table 1 may occur in practice. Consideration is being given to the interpretation of such combinations.

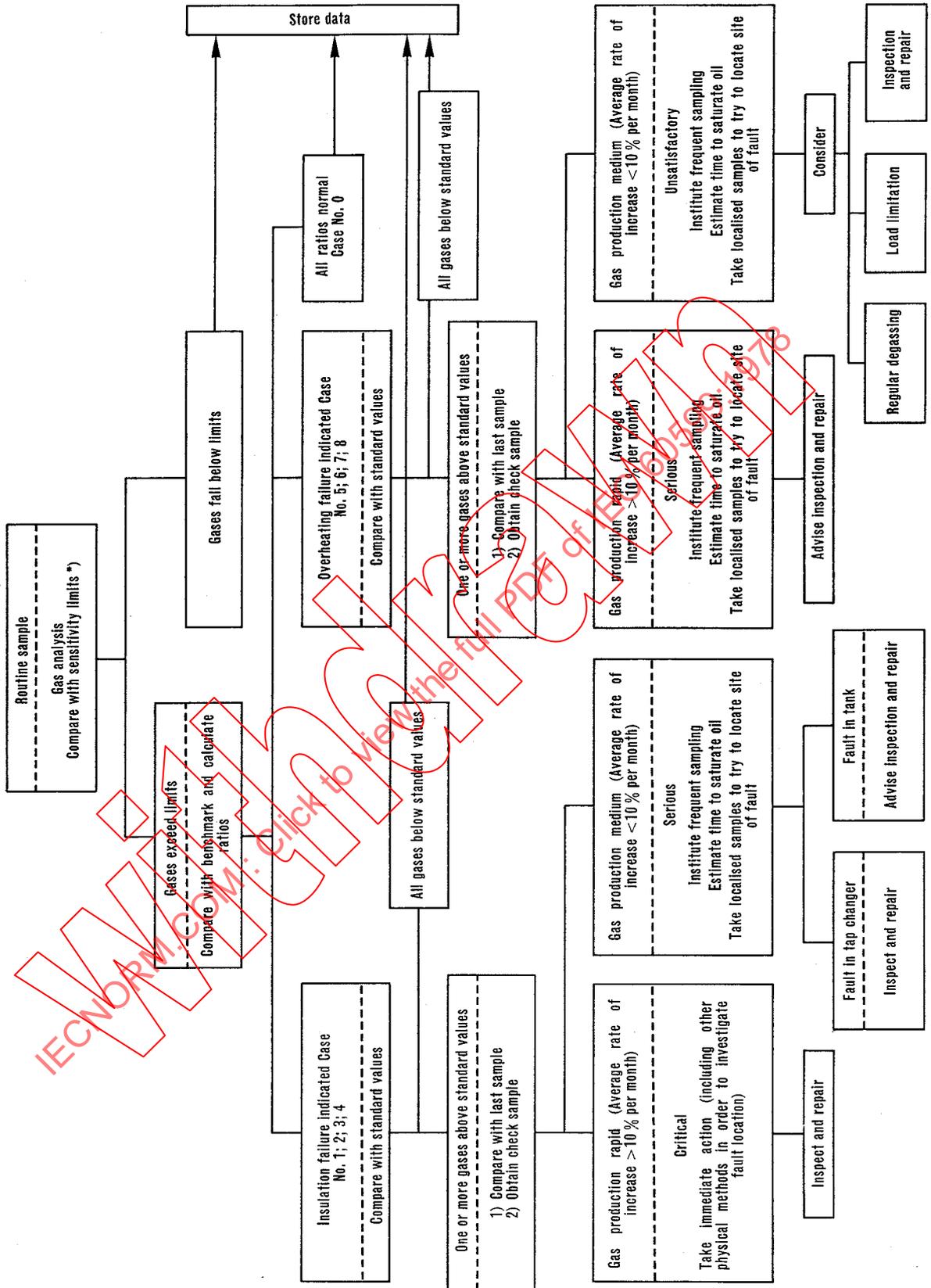
TABLEAU II
Ordinogramme



511/78

*) Dix fois les limites de détection données dans la Publication 567 de la C.E.I.

TABLE II
Flow chart



5.11/78

*) Ten times, the detection limits given in IEC Publication 567.

4. Dégradation de l'isolation cellulosique

La dégradation des matériaux cellulositiques produit, d'une manière caractéristique, du dioxyde de carbone (CO_2) et du monoxyde de carbone (CO), ainsi que de plus petites quantités d'autres gaz. Le CO_2 et le CO sont produits aux températures normales de fonctionnement après un vieillissement normal de l'isolation. Le séchage en usine et les procédés d'imprégnation produisent également une certaine dégradation de la cellulose. Après ces traitements, du CO_2 et du CO peuvent subsister. Lorsque, pour le transport, un transformateur est rempli de CO_2 au lieu d'huile, il est pratiquement impossible d'éliminer tout ce gaz de l'isolation solide; dans le transformateur en service, une certaine quantité de CO_2 proviendra du gaz ayant servi au transport. Dans le cas d'un transformateur avec conservateur, du CO_2 atmosphérique peut se dissoudre dans l'huile — jusqu'à environ 300 $\mu\text{l/l}$ d'huile. Donc, lorsqu'on soupçonne qu'un défaut implique la cellulose, il faut tenir compte de la possibilité de présence de CO_2 et de CO en quantités relativement élevées et ce, avant l'apparition du défaut.

4.1 Examen des concentrations en CO_2 et CO des gaz dissous dans l'huile

Dans le cas d'une dégradation thermique pure de la cellulose aux températures normales de fonctionnement, une analyse statistique de transformateurs avec conservateurs exploités normalement donne un rapport moyen CO_2/CO de 7 avec toutefois une large dispersion des valeurs (écart type de 4). Quel que soit le mode de production de chaleur (par exemple: point chaud, arc), la dégradation de la cellulose à haute température tend à augmenter la quantité relative de CO. Les vitesses de production de CO_2 et de CO dépendent, cependant, beaucoup de la disponibilité de l'oxygène, de la teneur en eau et de la température du défaut. Par conséquent, tous les cas où le rapport CO_2/CO est inférieur à 3 ou supérieur à 11 doivent être considérés comme des défauts avec dégradation de la cellulose pourvu que les résultats obtenus, comme cela est décrit au paragraphe 3.3, indiquent également une dégradation excessive de l'huile. Le rapport devrait, si possible, être comparé avec des valeurs obtenues précédemment pour le même transformateur, ou pour des transformateurs de même type, chargés de la même manière.

En début de vie, dans les transformateurs scellés, les concentrations en CO_2 et CO sont faibles; le rapport CO_2/CO est généralement inférieur à 7, mais il augmentera vraisemblablement au cours du vieillissement normal.

4.2 Examen des concentrations en CO_2 et CO dans les gaz libres recueillis aux relais collecteurs de gaz

En règle générale, on considère que l'isolation cellulosique est sérieusement endommagée si les concentrations en oxydes de carbone dans le gaz libre dépassent suffisamment les concentrations calculées si ces gaz étaient en équilibre avec l'huile (le calcul des concentrations équivalentes est donné à l'article 5). Cela implique qu'une quantité suffisante de gaz a été produite et ce, assez rapidement pour passer dans le relais sans atteindre l'équilibre avec la masse d'huile (comparer avec le cas semblable d'un arc, discuté ci-dessous).

5. Application de la méthode de diagnostic aux gaz libres recueillis aux relais collecteurs de gaz

Lors d'un défaut, la vitesse de production des gaz de tous types est étroitement liée à la vitesse de libération de l'énergie. Celle-ci, faible dans les décharges partielles ou dans les points chauds de température peu élevée, est responsable d'une production lente de gaz; il est fort probable que ceux-ci se dissolvent complètement dans l'huile. La plus grande vitesse de libération d'énergie, par exemple associée à la présence d'un défaut de haute température dans le circuit magnétique, peut provoquer un dégagement modérément rapide de gaz. Les bulles de gaz qui en résultent se dissolvent partiellement dans l'huile en montant normalement vers le conservateur (et il y a échange de gaz avec d'autres préalablement dissous). Toutefois, une certaine quantité de ce gaz peut atteindre le relais ou le matelas protecteur, et sa composition peut s'approcher de celle définissant l'équilibre avec les gaz dissous dans l'huile.

4. Degradation of cellulosic insulation

Degradation of cellulosic materials characteristically produces CO₂ and CO together with much smaller quantities of other gases. Both CO₂ and CO are produced at normal operating temperatures as a result of normal ageing of the insulation; also, the factory drying and impregnating processes cause some degradation of the cellulose from which some CO₂ and CO may remain. When a transformer has been shipped filled with CO₂ instead of oil, it is nearly impossible to remove all of this gas from the impregnated insulation and this will account for some quantity of CO₂ in the operating transformer. In the case of a conservator transformer, CO₂ may enter the oil from the atmosphere—up to about 300 µl/l of oil may be so introduced. Thus, where there is suspicion that a fault might have involved cellulose, the significance of these two gases must be considered against the possibility that both gases may have been present in moderately high concentrations before the fault occurred.

4.1 *Examining CO₂ and CO concentrations found dissolved in oil*

For cellulose degrading by heat alone at normal operating temperatures statistical analysis for normally operating conservator transformers gives a ratio CO₂/CO of about 7, although with a wide spread of values (standard deviation of about 4). High temperature degradation of cellulose, no matter how caused (e.g., hot-spot or arc) tends to increase the relative amount of CO; however, the rates of CO₂ and CO production depend greatly on oxygen availability, moisture content and the temperature of degradation. Consequently, any case in which CO₂/CO is below about 3 or above about 11 should be regarded as perhaps indicating a fault involving cellulose, provided results obtained according to Sub-clause 3.3 are also indicating excessive oil deterioration. If possible, the ratio should be compared with previous values for the same transformer, or with values for similarly loaded transformers of the same design.

In sealed transformers, where the concentrations of CO₂ and of CO are low during the earlier life of the transformer, the ratio CO₂/CO is generally below 7 but the ratio is likely to increase as normal ageing proceeds.

4.2 *Examining CO₂ and CO concentrations in free gases found in the gas-collecting relay*

As a rule, serious involvement of cellulosic insulation may be assumed if concentrations of carbon oxides in the free gas are significantly higher than they would be in equilibrium with the concentrations found in the oil (for calculation of the equivalent concentrations see Clause 5), the implication being that sufficient of these gases has been generated, and sufficiently rapidly, to pass into the relay without coming into equilibrium with the body of the oil (compare the parallel case of an arcing fault, discussed below).

5. Application of diagnostic method to free gases in a gas-collecting relay

During a fault, the rate of production of gases of all types is closely linked to the rate of energy liberation. Thus, the low rate of energy liberation in partial discharges, or in a low-temperature hot spot, will cause gases to evolve slowly and there is every probability that all the gas produced will dissolve in the oil. The higher rate of energy liberation of a high-temperature core fault, for example, can cause moderately rapid evolution of gas; the resulting gas bubbles ascending toward the conservator will usually partially dissolve in the oil (and exchange with gases already dissolved) but some gas may well reach the gas collecting relay or gas cushion; this gas may approach equilibrium with the gases dissolved in the oil.

La très grande vitesse de libération d'énergie associée à un défaut par arc de puissance produit un dégagement rapide et important de gaz (l'onde de pression résultante actionne normalement le relais collecteur). De grosses bulles montent rapidement jusqu'au relais et échangent peu de gaz avec l'huile de sorte que le gaz recueilli dans le relais est loin d'être en équilibre avec celui dissous dans l'huile. Cependant si le gaz reste longtemps dans le relais, certains constituants se dissolvent dans l'huile, modifiant ainsi la composition du gaz recueilli; l'acétylène produit en grande quantité lors d'un défaut par arc, qui est très soluble, est un exemple typique de gaz pouvant se dissoudre rapidement et conduire à des interprétations erronées.

En principe, les résultats de l'analyse des gaz libres recueillis au relais ou au matelas protecteur peuvent être interprétés de la même manière que les résultats de l'analyse des gaz dissous dans l'huile. Cependant, lorsque le relais collecteur a fonctionné et que du gaz s'est accumulé en grande quantité, il est très probable qu'il y ait un défaut grave; l'analyse des gaz devrait être entreprise pour identifier le défaut.

Lorsque du gaz s'accumule lentement, l'analyse des gaz dissous dans l'huile donne plus d'indications que celle des gaz libres; cette analyse de gaz dissous est également indispensable pour déterminer la vitesse de production des gaz et, donc, pour contrôler l'évolution d'un défaut; cet aspect n'est pas à négliger. Lorsque l'analyse des gaz libres est entreprise, il est nécessaire de convertir les concentrations de leurs constituants en concentrations équivalentes dans le gaz dissous avant d'appliquer la méthode décrite au tableau I.

En appliquant les principes décrits ci-dessus, la comparaison entre les concentrations réelles en gaz dissous dans l'huile et les concentrations calculées équivalentes peut donner des informations valables sur la vitesse de déplacement des bulles de gaz dans l'huile et sur la vitesse de production du gaz.

5.1 Calcul des concentrations en gaz dissous équivalentes aux concentrations dans le gaz libre

Ce calcul s'effectue en appliquant les coefficients d'Ostwald pour chaque gaz. Pour un gaz, le coefficient d'Ostwald k est défini comme suit :

$$k = \frac{\text{concentration du gaz dans la phase liquide}}{\text{concentration du gaz dans la phase gazeuse}}$$

Les coefficients d'Ostwald sont donnés dans le tableau III pour différents gaz dans les huiles minérales à 20°C et 50°C.

TABLEAU III

Gaz	k à 20°C	k à 50°C	Gaz	k à 20°C	k à 50°C
N ₂	0,09	0,09	CH ₄	0,43	0,40
O ₂	0,17	0,17	C ₂ H ₆	2,40	1,80
H ₂	0,05	0,05	C ₂ H ₄	1,70	1,40
CO	0,12	0,12	C ₂ H ₂	1,20	0,9
CO ₂	1,08	1,00			

Note. — Les données rassemblées dans ce tableau sont des valeurs moyennes provenant de différents types d'huile de transformateur. Les valeurs réelles peuvent différer légèrement de celles figurant dans le tableau. Néanmoins, celles-ci peuvent être utilisées sans que les conclusions tirées des concentrations calculées soient modifiées.

Le coefficient d'Ostwald est indépendant de la pression partielle du gaz considéré. Les phases gazeuse et liquide sont supposées être à la même température; cela est rarement le cas mais l'erreur commise par cette approximation n'altère pas les conclusions obtenues.

The very high rate of energy liberation associated with a power arcing fault causes a rapid and substantial evolution of gas (the resulting pressure surge normally operates the surge element of the gas collecting relay); the large gas bubbles rise quickly to the relay and exchange little gas with the oil so that the gas that collects in the relay is initially far from being in equilibrium with the gases dissolved in the oil. However, if this gas is left for a long time in the relay, some constituents will dissolve, modifying the composition of the gas collected; acetylene, which is produced in significant quantities by an arcing fault and which is very soluble, is a noteworthy example of a gas which may dissolve comparatively quickly to produce misleading results.

In principle, analysis of free gases from a gas collecting relay or from a gas cushion may be evaluated in the same way as gases dissolved in the oil. However, where the surge element has operated and gas has accumulated in substantial quantities there is rarely any doubt that there is a serious fault, and analyses of gases should be undertaken to identify the fault.

Where gas has accumulated slowly, assessment of the gases dissolved in the oil is more informative than that of the free gases; this gas-in-oil determination is also essential in order to determine the total rate of evolution of gases and thus check whether the fault is growing, which is a most important matter to investigate. When analysis of free gases is undertaken, it is necessary to convert the concentrations of the various gases in the free state into equivalent concentrations in the dissolved state before applying the diagnosis methods set out in Table I.

Applying the principles set out above, comparison of the actual concentrations in the oil with the equivalent concentrations in the free gas may give valuable information how far gas bubbles may have risen through the oil and hence on the rate of gas evolution.

5.1 Calculation of dissolved gas concentrations equivalent to free gas concentrations

This calculation is made by applying the Ostwald coefficient for each gas separately. For a particular gas, the Ostwald coefficient k is defined as:

$$k = \frac{\text{concentration of gas in liquid phase}}{\text{concentration of gas in gas phase}}$$

The Ostwald coefficients for various gases in mineral insulating oils at 20°C and 50°C are given in Table III.

TABLE III

Gas	k at 20°C	k at 50°C	Gas	k at 20°C	k at 50°C
N ₂	0.09	0.09	CH ₄	0.43	0.40
O ₂	0.17	0.17	C ₂ H ₆	2.40	1.80
H ₂	0.05	0.05	C ₂ H ₄	1.70	1.40
CO	0.12	0.12	C ₂ H ₂	1.20	0.9
CO ₂	1.08	1.00			

Note. — Data given in this table represent mean values obtained on some of the current types of transformer oils. Actual data may differ a little from these figures. Nevertheless, data given above may be used without influencing conclusions drawn from recalculated test results.

The Ostwald coefficient is independent of the actual partial pressures of the gas concerned. The gas and liquid phases are assumed to be at the same temperature; this is rarely the case but the error introduced by any difference will not invalidate the conclusions reached.

ANNEXE A

INFORMATIONS FOURNIES PAR LA VITESSE DE PRODUCTION DES GAZ

A1. Remarques générales

L'expérience se limite actuellement aux méthodes qui permettent d'obtenir des informations fournies par la vitesse de production des gaz (et non par la nature des gaz produits). Les renseignements contenus dans cette annexe fournissent les lignes directrices de techniques prometteuses, qui se sont avérées utiles pour compléter le diagnostic.

La vitesse de production de gaz d'un défaut, qui est fonction de sa gravité, peut être déduite d'une série d'analyses quantitatives de gaz dissous à des temps t_1, t_2, t_3 , etc. Pour chaque constituant, les différences entre les concentrations successives $Y_2 - Y_1 = \Delta Y_1, Y_3 - Y_2 = \Delta Y_2$, etc., sont les quantités de gaz produites dans les intervalles de temps correspondants. Le choix des intervalles de temps, $t_2 - t_1 = \Delta t_1$, etc., entre les analyses dépend de la gravité du défaut; pour un défaut relativement grave, des analyses hebdomadaires ou même quotidiennes peuvent s'avérer utiles.

A partir de cette série de valeurs de ΔY , il faut en premier lieu essayer d'établir, si possible, une relation entre ΔY et les paramètres d'exploitation du transformateur; la forme de cette relation peut fournir des informations supplémentaires quant à l'origine du défaut. Les méthodes utilisables sont décrites dans l'article A2. Un coefficient dans la relation indique l'intensité du défaut; donc, comme décrit dans l'article A3, tout changement d'intensité peut être décelé si ce coefficient change avec le temps. Comme le montre l'article A4, la relation obtenue peut être utilisée pour prédire l'évolution des concentrations gazeuses et éviter ainsi d'atteindre la saturation de l'huile.

Dans les articles suivants, il est toujours sous-entendu que les méthodes proposées doivent être appliquées séparément pour chaque constituant gazeux présent en quantité significative dans l'huile.

A2. Relations entre la production de gaz et les paramètres d'exploitation: liens avec l'origine du défaut

Dans la plupart des cas, la quantité de gaz formés entre chaque analyse est une fonction de la manière dont le transformateur a été exploité au cours de l'intervalle de temps. Par exemple, on peut observer une production de gaz qui est linéairement dépendante du temps de magnétisation du transformateur; cela suggère que le gaz provient de décharges partielles ou de la présence ou de l'absence de courant de circulation dans le circuit magnétique; dans ce dernier cas cela peut donc indiquer la présence d'un défaut dans le circuit magnétique. En portant ΔY , la production de gaz pour chaque intervalle de temps, en fonction du temps de magnétisation correspondant à cet intervalle, on devrait obtenir une droite ne passant normalement pas par l'origine puisque du gaz est échangé avec l'atmosphère à la surface de l'huile dans le conservateur. Des résultats seraient représentés par :

$$\Delta Y = a x_1 - \Delta t \cdot Z$$

où a est un coefficient dépendant de l'intensité du défaut; x_1 est la durée de magnétisation du transformateur pendant l'intervalle Δt , et Z est fonction des pertes nettes de gaz. Au cours d'une courte série de mesures, Z est supposée constante (voir article A4).

Un autre exemple de relation qui pourrait être observée pour la production de gaz est une dépendance linéaire de $\int I^2 dt$, où I est le courant de charge et t le temps (pratiquement cette grandeur est calculée approximativement à partir de fréquentes lectures du courant, peut-être

APPENDIX A

INFORMATION OBTAINED FROM RATES OF GAS PRODUCTION

A1. General remarks

Experience is at present limited in methods for obtaining information from rates of gas production (as distinct from the nature of the gases produced); the information in this appendix gives initial guidance on techniques that show promise and that have been found to lead to useful diagnostic information.

The rate of production of gas from a fault, which is a function of the severity of that fault, can be measured from a series of quantitative analyses of gas-in-oil made at times t_1, t_2, t_3 , etc. For each gas found to be present, the differences between successive concentrations, $Y_2 - Y_1 = \Delta Y_1$, $Y_3 - Y_2 = \Delta Y_2$, etc., show the quantities of gases produced in each interval. Appropriate values of interval, $t_2 - t_1 = \Delta t_1$, etc., between analyses will depend on the severity of the fault; for a fault of moderate severity, weekly or even daily analyses may be advisable.

From this series of values of ΔY , the first step is to identify, if possible, a relationship between ΔY and the transformer operating parameters; the nature of this relationship may give supplementary information regarding the cause of the fault. The methods which may be used are described in Clause A2. A coefficient in the relationship will indicate the intensity of the fault; thus, as explained in Clause A3, any change of intensity may be seen if this coefficient changes with time. Also, as shown in Clause A4, the relationship obtained may be used to predict gas concentrations in the future so that conditions approaching oil saturation may be avoided.

In the following clauses, it should be understood that the methods suggested are to be applied separately to each gas found to be present in significant quantity in the oil.

A2. Relationship between gas production and operating parameters: connection with cause of fault

In most cases, the quantity of gas produced in each interval between analyses will be a function of the way in which the transformer has been operated in that interval. For example, one common dependence is a gas production that is linearly dependent on the time for which the transformer is energized; this suggests that gas production is governed by partial discharges or by the presence or absence of core flux; in the latter case this may thus indicate a core fault. Plotting ΔY , the gas production for each interval, against *time energized* for that interval would give a straight line, usually not through the origin because gas is lost from the surface of the oil in the conservator to the atmosphere. The equation expressing the data would thus be:

$$\Delta Y = ax_1 - \Delta t \cdot Z$$

where a is a coefficient which is an indication of fault intensity, x_1 is the time within the interval Δt for which the transformer is energized, and Z is a quantity which depends on the net gas losses. Over a moderately short series of tests, Z can be considered to be a constant (see Clause A4).

Another common dependence is a gas production that is linearly dependent on $\int I^2 dt$, where I is the load current and t is time (in practice an approximation to this quantity would be calculated from frequent, perhaps hourly, current readings); in such a case a dependence on the load loss,

toutes les heures). Cela suggère une dépendance de la perte de charge I^2R , et probablement d'un défaut par échauffement de conducteur. Dans ce cas, l'équation serait :

$$\Delta Y = b \int I^2 dt - \Delta t \cdot Z$$

En pratique, d'autres dépendances peuvent être trouvées; par exemple, une fonction de I suggérant un défaut lié à des pertes de flux.

Le diagnostic de la nature d'un défaut obtenu par les analyses de gaz suggère fréquemment une forme possible de relation entre les paramètres d'exploitation et la production de gaz que l'on peut vérifier rapidement. En variante, on peut utiliser un ordinateur pour effectuer une analyse par régressions multiples afin de trouver la forme de cette relation. On suppose une équation de la forme :

$$\Delta Y = ax_1 + bx_2 + cx_3 + \dots - \Delta t \cdot Z$$

et

x_1 est égal au *temps de magnétisation*

x_2 est égal à $\int I^2 dt$

x_3 est égal à $\int I dt$

x_4 etc., peut être introduit et égalé à des facteurs qui se sont avérés applicables au cours de l'expérience. L'analyse par régressions multiples montre généralement qu'un seul des coefficients a , b , etc., est significatif et indique donc lequel des x_1 , x_2 , etc., traduit le mécanisme responsable de la production de gaz.

Notons qu'une variation suffisante de la variable x considérée est nécessaire pour vérifier la validité de la relation linéaire. Dans certains cas, on doit faire varier délibérément les paramètres d'exploitation afin d'obtenir les données nécessaires.

A3. Examen de la modification de l'intensité du défaut

Comme cela a déjà été mentionné, le coefficient considéré a , b , etc., indique la gravité du défaut. Donc, à partir des observations d'une série initiale d'analyses, on peut déterminer le coefficient significatif ainsi que sa valeur pour la période concernée. En poursuivant les observations pour une autre série d'analyses, on obtient une deuxième valeur du coefficient et ainsi de suite pour les périodes suivantes. Si les valeurs du coefficient augmentent, le défaut s'aggrave et des mesures pour mettre le transformateur hors service pourront être envisagées. Il arrive souvent que la valeur du coefficient n'évolue pas, ce qui indique un défaut stationnaire, ou même qu'elle puisse diminuer lorsque le défaut disparaît ou est inactif.

A4. Moyen d'éviter la saturation de l'huile

Pour un défaut qui ne s'aggrave pas, l'équation indique que la concentration du gaz dans l'huile augmente linéairement jusqu'à saturation. A la saturation, du gaz sera libéré provoquant ainsi une alarme du relais collecteur.

Les données obtenues par les méthodes décrites ci-dessus peuvent être utilisées pour éviter de saturer l'huile. Par exemple, si l'équation effective est :

$$\Delta Y = bx_2 - \Delta t \cdot Z$$

on devrait, en limitant le courant de sorte que $b \int I^2 dt$ dans tout intervalle ne dépasse pas $\Delta t \cdot Z$, pouvoir exploiter indéfiniment le transformateur sans arriver à la saturation.