

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
606**

Première édition
First edition
1978

**Guide d'application pour les transformateurs
de puissance**

Application guide for power transformers



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 606: 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 électro-technique;*
- 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
606**

Première édition
First edition
1978

**Guide d'application pour les transformateurs
de puissance**

Application guide for power transformers

© CEI 1978 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
PRÉAMBULE	4
PRÉFACE	4
Articles	
1. Domaine d'application et objet	6
2. Spécification des grandeurs de prise	6
3. Choix du mode de connexion des enroulements pour les transformateurs pour réseaux triphasés	18
4. Marche en parallèle de transformateurs dans des réseaux triphasés	24
5. Possibilité de charge du point neutre des enroulements connectés en étoile ou en zigzag	28
6. Détermination de la variation de la tension pour une condition de charge spécifiée	32
ANNEXE A — Exemples de la méthode exposée au paragraphe 2.4 fondée sur le courant maximal et la tension maximale de chaque enroulement	40

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
PREFACE	5
Clause	
1. Scope and object	7
2. Specification of tapping quantities	7
3. Selection of winding connections for transformers for three-phase systems	19
4. Parallel operation of transformers in three-phase systems	25
5. Loading capability of the neutral point of windings in star or zigzag connection	29
6. Calculation of voltage drop (or rise) for a specified load condition	33
APPENDIX A — Examples of the method shown in Sub-clause 2.4, based on the maximum current and maximum voltage of each winding	41

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

GUIDE D'APPLICATION POUR LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

PRÉAMBULE

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes 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

Le présent guide d'application a été établi par le Comité d'Etudes N° 14 de la CEI: transformateurs de puissance.

Un premier projet de l'article 2, relatif à la spécification des grandeurs de prise, fut discuté lors de la réunion tenue à Athènes en 1972, et un second projet à Bucarest en 1974. A la suite de cette dernière réunion, un projet, document 14(Bureau Central)36, fut soumis à l'approbation des Comités nationaux suivant la Règle des Six Mois en août 1975.

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

Afrique du Sud (République d')	Finlande	Roumanie
Allemagne	France	Royaume-Uni
Australie	Hongrie	Suède
Autriche	Israël	Suisse
Belgique	Italie	Tchécoslovaquie
Canada	Japon	Turquie
Danemark	Norvège	Union des Républiques
Egypte	Pays-Bas	Socialistes Soviétiques
Espagne	Pologne	Yougoslavie

Un premier projet des autres articles fut discuté lors de la réunion tenue à Bucarest en 1974, d'où résulta un projet, document 14(Bureau Central)38, qui fut soumis à l'approbation des Comités nationaux suivant la Règle des Six Mois en juin 1976.

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

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

Autres publications de la CEI citées dans le présent guide d'application:

- Publications n°s 76: Transformateurs de puissance.
76-1: Première partie: Généralités.
76-4: Quatrième partie: Prises et connexions.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

APPLICATION GUIDE FOR POWER TRANSFORMERS

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 application guide has been prepared by IEC Technical Committee No. 14, Power Transformers.

A first draft of Clause 2, relating to the specification of tapping quantities, was discussed at the meeting held in Athens in 1972 and a second draft in Bucharest in 1974. As a result of this latter meeting a draft, Document 14(Central Office)36, was submitted to the National Committees for approval under the Six Months' Rule in August 1975.

The following countries voted explicitly in favour of publication:

Australia	Germany	South Africa (Republic of)
Austria	Hungary	Spain
Belgium	Israel	Sweden
Canada	Italy	Switzerland
Czechoslovakia	Japan	Turkey
Denmark	Netherlands	United Kingdom
Egypt	Norway	Union of Soviet
Finland	Poland	Socialist Republics
France	Romania	Yugoslavia

A first draft of the other clauses was discussed at the meeting held in Bucharest in 1974, as a result of which a draft Document 14(Central Office)38, was submitted to the National Committees for approval under the Six Months' Rule in June 1976.

The following countries voted explicitly in favour of publication:

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

Other IEC publications quoted in this application guide:

- Publication Nos. 76: Power Transformers.
76-1: Part 1: General.
76-4: Part 4: Tappings and Connections.

GUIDE D'APPLICATION POUR LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

1. Domaine d'application et objet

1.1 Domaine d'application

Le présent guide d'application s'applique aux transformateurs répondant aux spécifications de la Publication 76 de la CEI: Transformateurs de puissance (1976).

1.2 Objet

Le présent guide d'application a pour but de constituer une aide pour la détermination et le choix des caractéristiques des transformateurs. Les recommandations qui y sont données n'ont pas de caractère d'obligation et sont seulement destinées à guider l'acheteur au moment de l'achat et, plus tard, lors de l'utilisation du transformateur.

2. Spécifications des grandeurs de prise

2.1 Introduction

2.1.1 Objet du présent article

L'objet principal de cet article est d'aider l'acheteur à déterminer, à partir des conditions de fonctionnement en charge du transformateur, les grandeurs de prise à spécifier, conformément à la section un de la Publication 76-4 de la CEI, Quatrième partie: Prises et connexions.

Etant donné que les grandeurs de prise servent de base aux garanties du constructeur et aux essais, on devra éviter des spécifications trop complexes car elles rendraient trop difficile le contrôle des garanties.

Le transformateur qui satisfait à ces spécifications doit être capable des fonctionnements en charge prévus sans surdimensionnement inutile (voir note). Parmi les spécifications possibles satisfaisant à cette condition, on doit chercher les plus simples en s'appuyant sur les solutions présentées dans la Publication 76-4 de la CEI, dans les articles 3, 4 et 5 relatifs au « réglage à flux constant », au « réglage à flux variable » et au « réglage combiné ».

Note. — Pour des raisons de normalisation et de simplification, les valeurs théoriques de puissance nominale, de tension, etc., calculées à partir des conditions de fonctionnement en charge supposées peuvent être ajustées au moment du choix final des caractéristiques de transformateur. De telles considérations, qui peuvent conduire à un transformateur « surdimensionné », sont généralement négligées dans ce guide.

2.1.2 Domaine d'application

Dans ce guide, comme dans la Publication 76-4 de la CEI, on ne considère que le cas, le plus fréquent en pratique, des transformateurs dont un enroulement seulement est muni de prises.

Note. — Pour simplifier les démonstrations, on considère seulement les transformateurs à deux enroulements (auxquels peut s'ajouter un enroulement de stabilisation ou auxiliaire).

APPLICATION GUIDE FOR POWER TRANSFORMERS

1. Scope and object

1.1 Scope

This application guide applies to power transformers complying with IEC Publication 76, Power Transformers (1976).

1.2 Object

This application guide is intended to assist in the determination and selection of transformer characteristics. The recommendations given herein are not mandatory, and are solely for the guidance of purchasers at the time of purchase and during subsequent usage.

2. Specification of tapping quantities

2.1 Introduction

2.1.1 Purpose of this clause

The main purpose of this clause is to help the purchaser to determine from the on-load operating conditions of the transformer the tapping quantities to be specified in accordance with Section One of Publication 76-4, Part 4: Tappings and Connections.

Since the tapping quantities are used as a basis for the manufacturer's guarantees and for tests, they should not be unduly complex, since that would make the assessment of guarantees too difficult.

A transformer complying with this specification should be capable of operating under the expected on-load conditions without being needlessly oversized (see note). Amongst all the solutions meeting this condition, the simplest ones should be sought, taking into account the information given in IEC Publication 76-4, in Clauses 3, 4 and 5 relating to "constant flux voltage variation", "variable flux voltage variation" and "combined voltage variation".

Note. — For the purposes of standardization and simplification, the theoretically calculated data (rated power, voltage data, etc.) resulting from assumed on-load operating conditions may be adjusted when deciding the final transformer data. Such considerations, which can result in an "oversized" transformer, are mostly disregarded in this guide.

2.1.2 Field of application

In this guide, as in IEC Publication 76-4, the only case considered is the most common, of a transformer having only one tapped winding.

Note. — To simplify demonstration, consideration is limited to two-winding transformers (to which can be added a stabilizing or auxiliary winding).

2.1.3 Abréviations utilisées dans le présent article

Pour abréger le texte et les figures, les abréviations suivantes sont utilisées pour certaines grandeurs qui apparaissent souvent dans le guide (l'indice A désignant l'enroulement à prises et l'indice B l'enroulement sans prises):

U_A = tension de prise de l'enroulement à prises

I_A = courant de prise de l'enroulement à prises

U_B = tension de prise de l'enroulement sans prises

I_B = courant de prise de l'enroulement sans prises

K_A = facteur de prise (voir définition au paragraphe 3.5.1.2 de la Publication 76-1 de la CEI: Première partie: Généralités)

n = rapport de transformation

n_u = rapport de transformation sur la prise à tensions maximales

n_i = rapport de transformation sur la prise à courants maximaux

n_p = rapport de transformation sur la prise principale (rapport de transformation nominal)

2.2 Premier stade de la détermination des régimes de prise (passage des tensions en charge à des « tensions à vide ») — Calcul des rapports de transformation

Pour déterminer, à partir des grandeurs en charge, les grandeurs de prise à spécifier et, particulièrement, les tensions de prise (voir définition au paragraphe 3.5.3.3 de la Publication 76-1 de la CEI), il sera nécessaire de remplacer les tensions en charge des divers enroulements par des tensions à vide, en procédant aux corrections de tension appropriées.

On calcule d'abord la chute de tension (ou l'élévation de tension), soit ΔU^* compte tenu des informations suivantes:

- valeur de la charge en MVA et valeurs du facteur de puissance $\cos \varphi$ et de $\sin \varphi$;
- sens de circulation de l'énergie;
- plage de variation de la haute tension (H.T.);
- plage de variation de la basse tension (B.T.).

Les corrections de tension se font alors en multipliant la tension en charge par $\frac{100}{100 - \Delta U}$ où ΔU est exprimé en pour-cent.

Des « tensions à vide » ainsi calculées se déduisent immédiatement les rapports de transformation et en particulier les valeurs extrêmes de ceux-ci.

Note. — Le calcul de la chute de tension (ou élévation de tension) peut être fondé sur des valeurs approximatives d'impédance. Un calcul plus précis peut être fait quand les valeurs d'impédance sont mieux connues, mais cela n'est pas souvent nécessaire.

2.3 Choix de l'enroulement à prises

Les prises seront placées de préférence, pour des raisons d'ordre technique:

- a) sur l'enroulement H.T. plutôt que sur l'enroulement B.T., surtout si le rapport de transformation est élevé;
- b) sur un enroulement en étoile plutôt que sur un enroulement en triangle;
- c) sur l'enroulement dont la tension de prise varie le plus. Mais ce facteur est moins important que les facteurs indiqués aux points a) et b).

* Pour ce calcul, voir l'article 6.

2.1.3 Abbreviations used in this clause

To shorten the text and the figures, the following abbreviations are used for certain quantities which often appear (sub-script A refers to the tapped winding and sub-script B to the untapped winding):

U_A = tapping voltage of the tapped winding

I_A = tapping current of the tapped winding

U_B = tapping voltage of the untapped winding

I_B = tapping current of the untapped winding

K_A = tapping factor (see definition in Sub-clause 3.5.1.2 of IEC Publication 76-1, Part 1: General)

n = voltage ratio

n_u = voltage ratio on the maximum voltage tapping

n_i = voltage ratio on the maximum current tapping

n_p = voltage ratio on the principal tapping (rated voltage ratio)

2.2 First stage of determination of tapping duties (converting from on-load voltages to "no-load" voltages). Calculation of voltage ratios

To determine from on-load quantities the tapping quantities to be specified and particularly the tapping voltages (see definition in Sub-clause 3.5.3.3 of IEC Publication 76-1) it will be necessary to replace the on-load voltages of the various windings by no-load voltages by making suitable voltage corrections.

First of all, voltage drop (or voltage rise) ΔU is calculated *, taking into account the following information:

- load in MVA, power factor $\cos \phi$ and $\sin \phi$;
- direction of the power flow;
- variation range of the high voltage (H.V.);
- variation range of the low voltage (L.V.).

Voltage corrections are then made by multiplying the on-load voltage by $\frac{100}{100 - \Delta U}$ where ΔU is expressed in percentage.

The voltage ratios and particularly their extreme values are then obtained from these calculated "no-load voltages".

Note. — The voltage drop or rise calculations can be based on approximate impedance values. More accurate calculations can be made when the final impedance values are known, but this is not often necessary.

2.3 Choice of the tapped winding

For technical reasons it is usually preferable for tappings to be located:

- a) on the high-voltage winding rather than on the low-voltage winding, particularly if the voltage ratio is high;
- b) on a star-connected winding rather than on a delta-connected winding;
- c) on the winding of which the tapping voltage varies the most. This factor is less important than the factors mentioned in Items a) and b).

* For this calculation, see Clause 6.

2.4 Détermination des grandeurs de prise d'un transformateur à enroulements séparés. Méthode des six paramètres

Dans le présent paragraphe ne sont considérés que les transformateurs à enroulements séparés, les autotransformateurs étant considérés au paragraphe 2.5.

2.4.1 Généralités

Le résultat du premier stade du calcul conduira généralement à plusieurs régimes de prise par prise, mais généralement une telle complication n'est pas justifiée en pratique et, en conséquence, n'est pas prise en considération dans ce guide. La simplification consistant à utiliser un seul régime de prise par prise peut conduire à un léger surdimensionnement du transformateur, par rapport à un appareil qui satisferait seulement et exactement aux conditions de charge prévues. Mais, comme en pratique ces conditions de charges prévues ne peuvent être que des approximations, on ne devra utiliser plus d'un régime de prise par prise que dans des cas exceptionnels.

Une simplification supplémentaire consiste à utiliser des courants de prise et des tensions de prise qui suivent les lois simples de variation, en fonction du facteur de prise, qui sont considérées dans les articles 3, 4 et 5 et illustrées dans les figures 1 à 3 de la Publication 76-4 de la CEI.

Ces simplifications sont utilisées dans la méthode décrite dans les paragraphes 2.4.2 à 2.4.4.

Au préalable, quelques explications sont données ci-après sur la « prise à tensions maximales » du réglage combiné et sur « la prise à courants maximaux » :

a) « Prise à tensions maximales » dans le cas de réglage combiné

Dans les transformateurs employant le « réglage combiné », il y a une « prise à tensions maximales » au-dessus de laquelle la tension de prise de l'enroulement à prises reste constante. Dans l'enroulement sans prise, la tension de prise est constante jusqu'à cette prise et décroît pour les prises plus hautes.

L'introduction d'une « prise à tensions maximales » évite de spécifier des tensions de prise trop élevées et irréalistes qui, sans cela, pourraient même dépasser considérablement la « tension la plus élevée pour le matériel ».

Cette limitation des tensions de certaines prises signifie aussi, sur ces prises, une limitation du courant de court-circuit maximal calculé, pour lequel la tenue mécanique du transformateur doit être garantie.

b) « Prise à courants maximaux » et échauffements

Les paragraphes 3.2b), 4.2b) et 5.2b) de la section un de la Publication 76-4 de la CEI, et notamment les figures 1b, 2b, 3b qui les illustrent, présentent des lois simples de variation de courants de prise en fonction du facteur de prise qui sont fondées sur une « prise à courants maximaux ». Pour cette prise, les courants de prise des deux enroulements sont simultanément maximaux. De chaque côté de la prise, l'un des courants de prise reste constant et maximal tandis que l'autre décroît et il en résulte, en pratique, que les pertes totales et l'échauffement des enroulements décroissent de chaque côté de cette prise. Donc, cette prise est aussi la prise à échauffements maximaux.

2.4.2 Les six paramètres d'un transformateur à deux enroulements

Seuls les transformateurs à deux enroulements sont considérés (voir le paragraphe 2.1.2).

Dans la méthode décrite ci-après, les données utilisées pour la détermination des grandeurs de prise se limitent aux six paramètres suivants :

a) les rapports de transformation extrêmes : $n_{\min}$ et $n_{\max}$;

2.4 Determination of the tapping quantities of a separate winding transformer—The six parameter method

In this sub-clause only separate winding transformers are considered, auto-transformers being considered in Sub-clause 2.5.

2.4.1 General

The result of the first stage of the calculation will generally lead to several tapping duties per tapping, but generally such a complication is not justified in practice and is therefore disregarded in this guide. The simplification of using only one tapping duty per tapping may result in a slight oversizing of the transformer compared with one which fulfils only and exactly the assumed loading conditions. As in practice these assumed loading conditions can be only approximations, only in exceptional cases should more than one tapping duty per tapping be used.

A further simplification is to use tapping currents and tapping voltages following the simple laws of variation, as a function of the tapping factor, which are considered in Clauses 3, 4 and 5 and illustrated in Figures 1 to 3 of IEC Publication 76-4.

These simplifications are used in the method described in Sub-clauses 2.4.2 to 2.4.4.

As a preliminary, some explanations follow relating to the “maximum voltage tapping” of the combined voltage variation and to the “maximum current tapping”;

a) “Maximum voltage tapping” in the case of “combined voltage variation”

In transformers employing “combined voltage variation” there is a maximum voltage tapping, above which the tapping voltages of the tapped winding remain constant. In the untapped winding, “tapping voltages” are constant up to this tapping and decrease for higher tapplings.

The introduction of a “maximum voltage tapping” eliminates the specification of unrealistically high tapping voltages which may otherwise even considerably exceed the “highest voltage for equipment”.

This limitation of the tapping voltages of certain tapplings also means, on these tapplings, a limitation of the calculated maximum short-circuit current for which the mechanical withstand ability of the transformer has to be guaranteed.

b) “Maximum current tapping” and temperature rise

Sub-clauses 3.2b), 4.2b) and 5.2b) of Section One in IEC Publication 76-4 and particularly Figures 1b, 2b, 3b which illustrate them, present simple laws of the variation of tapping currents as a function of the tapping factor, based upon a “maximum current tapping”. For this tapping, the tapping currents of the two windings are simultaneously a maximum. On each side of this tapping one of the tapping currents remains constant and maximum while the other decreases so that, in practice, it follows that the total losses and the temperature rise of the windings decrease on either side of this tapping. Therefore, this maximum current tapping is also the maximum temperature-rise tapping.

2.4.2 The six parameters of a two-winding transformer

Only two-winding transformers are considered (see Sub-clause 2.1.2).

In the following method, the data used for the determination of the tapping quantities are limited to the following six parameters:

a) the extreme voltage ratios: $n_{\min}$ and $n_{\max}$;

- b) la tension maximale de chaque enroulement: $(U_{HT})_{\max}$ et $(U_{BT})_{\max}$;
- c) le courant maximal de chaque enroulement: $(I_{HT})_{\max}$ et $(I_{BT})_{\max}$.

Les valeurs numériques de ces six paramètres sont connues une fois achevé le premier stade du calcul (voir le paragraphe 2.2).

2.4.3 Processus de calcul pour déterminer les grandeurs de prise à partir de ces six paramètres

Les valeurs numériques des six paramètres servent à établir un tableau des grandeurs de prise en fonction du rapport de transformation n et du facteur de prise K_A , tel que le tableau I ci-après. Le processus des calculs à effectuer est le suivant:

- a) Donner dans la première colonne les quatre rapports de transformation ci-après:

$$n_{\min}, n_i = (I_{BT})_{\max} / (I_{HT})_{\max}, n_u = (U_{HT})_{\max} / (U_{BT})_{\max}, n_{\max}$$

Les écrire dans leur ordre numérique (le tableau I utilise un ordre croissant depuis le haut; il suppose que n_u est supérieur à n_i , mais dans quelques cas, n_i peut être supérieur ou égal à n_u).

Préparer aussi une ligne pour la prise principale qui, pour les raisons rappelées au paragraphe 2.4.3d) sera placée entre les lignes $n = n_i$ et $n = n_u$. Ecrire 100 comme valeur de K_A , la valeur de n , à savoir n_p , étant encore indéterminée.

- b) Introduire dans le tableau les valeurs maximales de tension et de courant pour chaque enroulement comme indiqué dans le tableau I:

— $(U_{BT})_{\max}$ de $n_{\min}$ à n_u et $(U_{HT})_{\max}$ de n_u à $n_{\max}$;

— $(I_{HT})_{\max}$ de $n_{\min}$ à n_i et $(I_{BT})_{\max}$ de n_i à $n_{\max}$.

- c) Remplir les cases de tension ou courant marquées (2) dans le tableau. La valeur appropriée de courant ou de tension s'obtient à partir de la valeur du courant ou de la tension de l'autre enroulement et de la valeur du rapport de transformation n .

La puissance de prise (3) est alors calculée.

- d) Choisir l'enroulement à prises et la prise principale. Celle-ci, en vertu des définitions de la prise principale et des prises à pleine puissance, est une prise à pleine puissance, c'est-à-dire une des prises qui s'étendent de la « prise à tensions maximales » jusqu'à la « prise à courants maximaux ».

La solution la plus simple est de prendre la prise moyenne, si c'est une prise à pleine puissance ou, sinon, la prise à pleine puissance la plus voisine de la prise moyenne.

- e) Le facteur de prise K_A peut alors être calculé:

$K_A = n/n_p$ si les prises sont sur l'enroulement H.T.;

$K_A = n_p/n$ si les prises sont sur l'enroulement B.T.

De plus, n_p étant connu, la ligne « prise principale » peut être complétée. Cette ligne donne les valeurs nominales des tensions, des courants et de la puissance.

Le tableau est ainsi complet.

Note. — La méthode précédente conduit, en règle générale, à un réglage de tension combiné. Toutefois, si n_u est égal à une valeur extrême de n , la catégorie de réglage est le réglage à flux constant ou le « réglage à flux variable », selon que la prise à tensions maximales est la prise additive extrême ou la prise soustractive extrême. De plus, si la prise à tensions maximales, sans être la prise additive extrême, en est suffisamment proche, le réglage combiné peut être changé en réglage à flux constant, afin de simplifier encore plus la spécification des grandeurs de prise (voir le paragraphe 2.7).

- b) maximum voltage of each winding: $(U_{HV})_{\max}$ and $(U_{LV})_{\max}$;
- c) maximum current of each winding: $(I_{HV})_{\max}$ and $(I_{LV})_{\max}$.

The numerical values of these six parameters are known when the first stage of the calculation has been completed (see Sub-clause 2.2).

2.4.3 Calculation procedure for the tapping quantities, based on the six parameters

The numerical values of the six parameters are used for preparing a table of tapping quantities as a function of the voltage ratio n and of the tapping factor K_A such as in Table I. The calculation procedure is as follows:

- a) Give in the first column the four voltage ratios:

$$n_{\min}, n_i = (I_{LV})_{\max} / (I_{HV})_{\max}, n_u = (U_{HV})_{\max} / (U_{LV})_{\max} \text{ and } n_{\max}$$

Enter them in numerical order (Table I assumes increasing order from the top and n_u is supposed to be higher than n_i but in some cases n_i can be higher than or equal to n_u).

Prepare also a line for the principal tapping which, for the reasons reiterated in Sub-clause 2.4.3d), will be placed between the lines $n = n_i$ and $n = n_u$. Write 100 as the value of K_A , the value of n , namely n_p , being still undetermined.

- b) Enter in the table the maximum voltage and current values for each winding as shown in Table I.

— $(U_{LV})_{\max}$ from $n_{\min}$ to n_u and $(U_{HV})_{\max}$ from n_u to $n_{\max}$;

— $(I_{HV})_{\max}$ from $n_{\min}$ to n_i and $(I_{LV})_{\max}$ from n_i to $n_{\max}$.

- c) Complete the table with those missing values of voltage and current marked (2) in the table. The appropriate voltage or current value is deduced from the value of voltage or current of the other winding and of the value of voltage ratio n .

The tapping power (3) is then calculated.

- d) Choose the tapped winding and the principal tapping. From the definitions of the principal tapping and of the full-power tapplings, this is one of the full-power tapplings, i.e. one of the tapplings ranging from the "maximum voltage tapping" to the "maximum current tapping". The simplest solution is to take the mean tapping if it is a full-power tapping or, if not, the full-power tapping which is the closest to the mean tapping.

- e) The tapping factor K_A can then be calculated.

$K_A = n/n_p$ if the tapplings are on the H.V. winding;

$K_A = n_p/n$ if the tapplings are on the L.V. winding.

Furthermore, n_p being known, the line "principal tapping" can be completed. This line gives the rated values of voltages, currents and power.

The table is thus complete.

Note. — The preceding method generally leads to combined voltage variation. However, if n_u is equal to an extreme value of n , the category of voltage variation is "constant flux voltage variation" of "variable flux voltage variation", according to whether the maximum voltage tapping is the extreme plus tapping or the extreme minus tapping. Furthermore, if the maximum voltage tapping, without being the extreme plus tapping, is close enough to it, the combined voltage variation can be changed into constant flux voltage variation in order to simplify still more the specification of the tapping quantities (see Sub-clause 2.7).

TABLEAU I

Tableau des grandeurs de prise

n (1)	K_A (%)	Tensions		Courants		Puissance	Désignation de la prise
		H.T.	B.T.	H.T.	B.T.		
$n_{\min} = \dots$	(4)	(2)	$(U_{BT})_{\max}$	$(I_{HT})_{\max}$	(2)	(3)	Prise à rapport de transformation minimal
$n_i = \dots$	(4)	(2)	$(U_{BT})_{\max}$	$(I_{HT})_{\max}$	$(I_{BT})_{\max}$	$S_{\max}$ (3)	Prise à courants maximaux
$n_p = \dots$ (5)	100	(5)	$(U_{BT})_{\max}$	(5)	$(I_{BT})_{\max}$	$S_{\max}$	Prise principale
$n_u = \dots$	(4)	$(U_{HT})_{\max}$	$(U_{BT})_{\max}$	(2)	$(I_{BT})_{\max}$	$S_{\max}$ (3)	Prise à tensions maximales
$n_{\max} = \dots$	(4)	$(U_{HT})_{\max}$	(2)	(2)	$(I_{BT})_{\max}$	(3)	Prise à rapport de transformation maximal
(1) Le tableau suppose $n_u > n_i$. (2) Case à remplir avec la valeur appropriée de tension ou de courant, déduite de la tension ou du courant de l'autre enroulement et du rapport de transformation n. (3) Puissance à déduire des valeurs de courant et tension. (4) Les facteurs de prise K_A sont calculés après le choix de l'enroulement à prises et de la prise principale. (5) Case à remplir après le choix de la prise principale, c'est-à-dire de n_p.							

f) On peut alors arrondir les différentes valeurs, en particulier la puissance nominale. Naturellement cela, ainsi que l'usage d'un nombre approprié d'échelons, affecte quelque peu les valeurs de tension et de courant. De plus, la possibilité de fonctionnement à tension surélevée peut être considérée (voir le paragraphe 2.6).

Quand les calculs précédents ont conduit à choisir une prise extrême comme prise à courants maximaux, il peut être judicieux de réexaminer ce choix comme indiqué à l'article A4 de l'annexe A.

g) Pour les besoins de la spécification, le tableau peut être abrégé, les données numériques de ce tableau pouvant être déduites des données plus concentrées ci-après, prévues dans la Publication 76-4 de la CEI (paragraphe 5.2):

- puissance nominale et tensions nominales;
- quel enroulement est l'enroulement à prises et quelle est son étendue de prises;
- nombre de positions de réglage ou valeur de l'échelon de réglage;
- quelle prise est la « prise à tensions maximales », avec les tensions de prise correspondantes;
- quelle prise est la « prise à courants maximaux ».

2.4.4 Exemples d'application de cette méthode.

Trois exemples sont donnés dans l'annexe A.

TABLE I

Table of tapping quantities

n (1)	K_A (%)	Voltages		Currents		Power	Tapping Designation
		H.V.	L.V.	H.V.	L.V.		
$n_{\min} = \dots$	(4)	(2)	$(U_{LV})_{\max}$	$(I_{HV})_{\max}$	(2)	(3)	Minimum voltage ratio tapping
$n_i = \dots$	(4)	(2)	$(U_{LV})_{\max}$	$(I_{HV})_{\max}$	$(I_{LV})_{\max}$	$S_{\max}$ (3)	Maximum current tapping
$n_p = \dots$ (5)	100	(5)	$(U_{LV})_{\max}$	(5)	$(I_{LV})_{\max}$	$S_{\max}$	Principal tapping
$n_u = \dots$	(4)	$(U_{HV})_{\max}$	$(U_{LV})_{\max}$	(2)	$(I_{LV})_{\max}$	$S_{\max}$ (3)	Maximum voltage tapping
$n_{\max} = \dots$	(4)	$(U_{HV})_{\max}$	(2)	(2)	$(I_{LV})_{\max}$	(3)	Maximum voltage ratio tapping
(1) The table assumes $n_u > n_i$. (2) To be completed with the appropriate values of voltage or current, deduced from the voltage or current of the other winding and of the voltage ratio n. (3) Power is calculated from voltage and current values. (4) After choosing the tapped winding and the principal tapping, tapping factors K_A are calculated. (5) To be filled in after choosing the principal tapping, i.e. n_p.							

- f) The various values can now be rounded off, particularly the rated power. This rounding off and the use of a suitable number of steps naturally affects somewhat the voltage and current values. Furthermore, the possibility of operation at voltages higher than the tapping voltage can be considered (see Sub-clause 2.6).

When the preceding calculations have led to the choice of an extreme tapping as the maximum current tapping, it may be advisable to re-examine this choice as indicated in Clause A4 of Appendix A.

- g) For specification purposes the table can be abbreviated, as the numerical data of the table can actually be obtained from the following more concentrated data, according to IEC Publication 76-4, (Sub-clause 5.2):

- rated power and rated voltages;
- which winding is the tapped winding, and its tapping range;
- the number of tapping positions or the value of the tapping step;
- which tapping is the “maximum voltage tapping” with the corresponding tapping voltages;
- which tapping is the “maximum current tapping”.

2.4.4 Examples of application of this method

Three examples are given in Appendix A.

2.5 Courants de prise des autotransformateurs

Pour les transformateurs à enroulements séparés, le paragraphe 2.4.2c) considérerait deux paramètres correspondant aux courants maximaux des enroulements, à savoir $(I_{HT})_{\max}$ et $(I_{BT})_{\max}$.

Pour les autotransformateurs, les enroulements à considérer sont l'enroulement série et l'enroulement commun. Or, si le courant maximal de l'enroulement série est égal à $(I_{HT})_{\max}$, celui de l'enroulement commun est égal à la valeur maximale de la différence $(I_{BT} - I_{HT})$.

Pour cette raison, la « prise à courants maximaux » basée sur $(I_{HT})_{\max}$ et $(I_{BT})_{\max}$ n'a plus la signification physique qu'elle a pour les transformateurs à enroulements séparés (voir le paragraphe 2.4.1). En conséquence, il serait théoriquement inapproprié de baser les spécifications de courant sur une telle prise et une spécification plus complexe des grandeurs de prise serait nécessaire.

Toutefois, en pratique, les autotransformateurs peuvent généralement être traités de la même façon que les transformateurs à enroulements séparés, pourvu qu'il soit vérifié que l'enroulement commun satisfait aux garanties d'échauffement dans toute l'étendue de prises. Cette vérification peut normalement être fournie par le calcul, à partir d'un seul essai d'échauffement avec le transformateur connecté sur une prise appropriée.

Un exemple est donné dans l'article A5 de l'annexe A.

2.6 Possibilités de fonctionnement à tension surélevée (tensions supérieures aux tensions de prise)

Les possibilités de fonctionnement continu à tension surélevée, à plein courant ou à courant réduit, sont définies au paragraphe 4.4 de la Publication 76-1 de la CEI pour la prise principale et au paragraphe 2.7 de la Publication 76-4 de la CEI pour les autres prises.

2.6.1 Possibilités lors d'un fonctionnement à plein courant

En règle générale la marge de 5 % de surélévation de tension permise dans la Publication 76-1 de la CEI sert à faire face à des circonstances exceptionnelles, par exemple en cas de défaut sur le réseau.

2.6.2 Possibilités lors d'un fonctionnement à courant réduit

Comme prévu dans la Publication 76-1 de la CEI, l'acheteur peut spécifier que le transformateur doit être capable de fonctionner à des tensions supérieures à la tension de prise, par exemple de fonctionner à 110 % de cette tension en marche à vide et à 108,75 % à demi-charge.

2.7 Transformation de spécifications « réglage combiné » en spécifications « réglage à flux constant »

Le principe de cette transformation est que la tension de prise U_B de l'enroulement sans prises, au lieu de n'atteindre sa valeur maximale que pour certaines prises, garde cette valeur pour toutes les prises. La tension U_A de l'enroulement à prises n'est plus « écrêtée ».

Du fait de cette transformation, les tensions U_B et U_A et par suite la puissance de prise sont ainsi majorées pour toute l'ancienne « zone à flux variable »*.

Le principal avantage est la simplification. De plus, cette transformation peut aussi conduire à une meilleure indication des possibilités du transformateur, en tensions et puissance, quand il fonctionne sur des prises dont la tension et la puissance ont été augmentées.

* Voir aussi la figure 5, page 50, dans l'annexe A, qui donne une illustration graphique concernant l'exemple n° 1 de cette annexe.

2.5 Tapping currents of auto-transformers

For separate-winding transformers, Sub-clause 2.4.2c) considered two parameters corresponding to the maximum currents of the windings, namely $(I_{HV})_{\max}$ and $(I_{LV})_{\max}$.

For auto-transformers, the windings to be considered are the series winding and the common winding. The maximum current of the series winding is equal to $(I_{HV})_{\max}$, but the maximum current of the common winding is equal to the maximum value of the difference $(I_{LV} - I_{HV})$.

For this reason, the “maximum current tapping”, based on $(I_{HV})_{\max}$ and $(I_{LV})_{\max}$ does not have the physical meaning it has for separate winding transformers (see Sub-clause 2.4.1). As a consequence, it would in theory be inappropriate to base the current requirements on such a tapping, and a more elaborate specification of the tapping quantities would be needed.

However, in practice, auto-transformers can generally be treated in the same manner as separate winding transformers, provided it is verified that the common winding meets the standard temperature rise guarantees throughout the tapping range. This verification can normally be provided by calculation from one single temperature-rise test with the transformer connected on a suitable tapping.

An example is given in Clause A5 of Appendix A.

2.6 Possibilities of operation at voltages higher than the tapping voltages

The possibilities of continuous operation at increased voltage at full current or at reduced current are given in Sub-clause 4.4 of IEC Publication 76-1 for the principal tapping and in Sub-clause 2.7 of IEC Publication 76-4 for the other tapplings.

2.6.1 Possibilities during full-current operation

As a general rule, the 5% overvoltage margin allowed in IEC Publication 76-1 is used to meet exceptional circumstances, for instance system outages.

2.6.2 Possibilities during reduced current operation

As provided in IEC Publication 76-1, the purchaser may specify that the transformer shall be capable of operation at voltages higher than the tapping voltage, for example, of operation at 110% of this voltage at no-load and at 108.75% at half-load.

2.7 Conversion of “combined voltage variation” into “constant flux voltage variation”

The principle of this conversion is that the tapping voltage U_B of the untapped winding, instead of reaching its maximum value for only some tapplings, retains this value for all the tapplings. The voltage U_A of the tapped winding is no longer “cut at the top”.

Resulting from this conversion, voltages U_B and U_A , and thereby the tapping power, are increased for the whole of the former “variable flux range” *.

The main advantage is simplification. Moreover, this conversion can also lead to a better indication of the overall voltage and power capability of the transformer when operated on those tapplings of which the voltage and power have been increased.

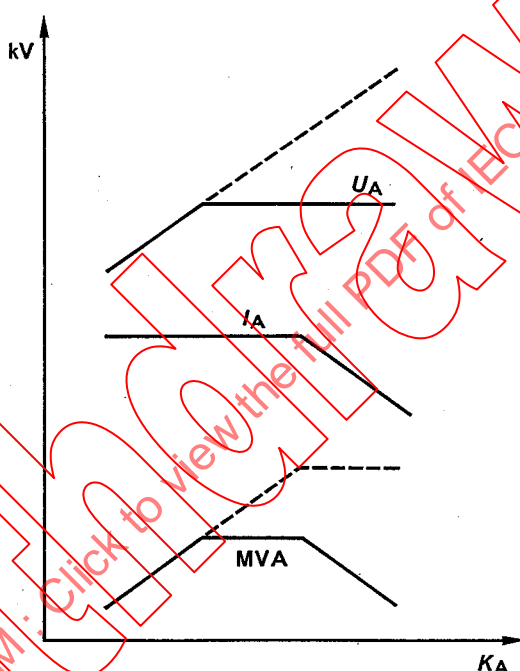
* See also Figure 5, page 50, Appendix A, which shows a graphical illustration relating to example 1 of the Appendix.

En contrepartie cette transformation peut, pour ces prises, conduire à des tensions de prise anormalement élevées et aussi accroître inutilement les exigences en matière de tenue au court-circuit.

Elle peut aussi conduire à des difficultés en matière d'échauffement, si, au stade « réglage combiné », la « prise à courants maximaux » est dans la « zone à flux variable », puisque cette transformation conduit à accroître les tensions de prise attribuées à cette prise.

A noter aussi que dans ce dernier cas la puissance de prise de la « prise à courants maximaux » est augmentée, ce qui veut dire que la puissance nominale attribuée au transformateur est augmentée (voir la figure 1).

En conclusion, il est recommandé d'utiliser le réglage à flux constant (R.F.C.) toutes les fois où la majoration de tension que cela implique ne dépasse pas 5%. Dans les autres cas, le choix final entre réglage combiné et réglage à flux constant (R.F.C.) résultera de la comparaison des avantages et inconvénients de chaque solution.



078/78

FIG. 1. — Effet de la transformation de réglage combiné en réglage à flux constant.

3. Choix du mode de connexion des enroulements pour les transformateurs pour réseaux triphasés

Le choix du mode de connexion pour les enroulements d'un transformateur triphasé et des transformateurs monophasés destinés à former un groupe triphasé est déterminé par les conditions de service, par exemple la marche en parallèle avec d'autres transformateurs, la présence de points neutres sortis et éventuellement la nécessité de charger le neutre.

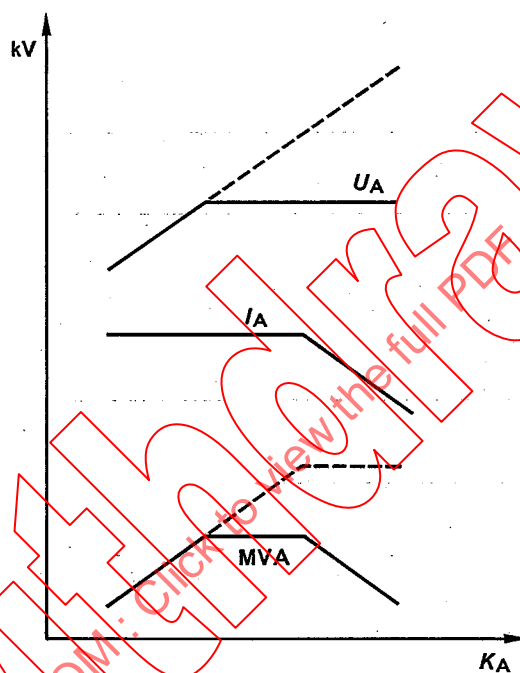
Le mode de connexion choisi a une influence sur la conception du transformateur et sur la quantité de matériau nécessaire. Dans certains cas, le type du circuit magnétique (c'est-à-dire avec ou sans noyaux magnétiques de retour) doit aussi être pris en considération lors du choix du mode de connexion.

On the other hand, this conversion may lead to abnormally high tapping voltages for these tapplings, and also to needlessly increasing the requirements with regard to the ability to withstand short circuits.

The conversion can also lead to difficulties with regard to temperature rise requirements if, for “combined voltage variation”, the “maximum current tapping” is in the “variable flux range” since the conversion leads to increasing the tapping voltages assigned to this tapping.

It should also be noticed that, in the latter case, the tapping power of the “maximum current tapping” is increased, which means that the rated power assigned to the transformer is increased (see Figure 1).

As a conclusion, it is recommended that constant flux voltage variation (C.F.V.V.) be utilized every time the voltage increase that this implies does not exceed 5%. In other cases, the final choice between the combined voltage variation and the constant flux voltage variation (C.F.V.V.) will depend on the comparison of the advantages and disadvantages of each solution.



078/78

FIG. 1. — Effect of conversion of combined voltage variation to constant flux voltage variation.

3. Selection of winding connections for transformers for three-phase systems

The selection of the connections for the windings of a three-phase transformer and single-phase transformers intended to be associated in a three-phase bank is determined by their service requirements, for instance parallel operation with other transformers, the provision of brought out neutral points and any necessity of neutral loading.

The connections chosen influence the design of the transformer and the amount of material required. In certain cases the type of magnetic circuit (i.e. with or without magnetic return limbs) has also to be considered when choosing the connections.

Les modes de connexion d'enroulement les plus couramment utilisés sont l'étoile, le triangle et le zigzag.

La connexion en étoile convient particulièrement pour les enroulements à haute tension à isolation graduée, pour les enroulements devant être munis de changeurs de prises en charge, et quand un point neutre est demandé pour des raisons de charge.

La connexion en triangle présente de l'intérêt pour les courants élevés.

La connexion en zigzag est, en général, utilisée seulement pour les enroulements à basse tension dans les transformateurs de faible puissance nominale, quand le point neutre peut être chargé, pour les inductances triphasées de mise à la terre du neutre, et pour les transformateurs de mise à la terre.

Le tableau II résume les caractéristiques les plus importantes des trois modes de connexion mentionnés ci-dessus.

TABLEAU II

Caractéristiques des modes de connexion

	Connexion en étoile		Connexion en triangle	Connexion en zigzag
Possibilité de charge du neutre	Fonction du mode de connexion de l'autre ou des autres enroulements et de l'impédance homopolaire du réseau ou des réseaux auxquels le transformateur est raccordé (voir paragraphe 5.2)		—	Peut être chargé avec le courant nominal de l'enroulement
Courants magnétisants	Ou	Ou	Les courants harmoniques de 3 ^e ordre peuvent circuler dans l'enroulement triangle	—
	Les courants harmoniques de 3 ^e ordre ne peuvent pas circuler (neutre isolé; pas d'enroulement triangle)	Les courants harmoniques de 3 ^e ordre peuvent circuler dans au moins un enroulement du transformateur		
Tension par phase	Contient des tensions harmoniques de 3 ^e ordre *	Sinusoïdale	Sinusoïdale	—

* Ces tensions harmoniques de 3^e ordre sont négligeables dans les transformateurs à colonnes triphasés à trois noyaux. Dans les transformateurs à colonnes triphasés à cinq noyaux, dans les transformateurs triphasés du type cuirassé et dans les éléments monophasés raccordés en bancs triphasés, elles peuvent atteindre des valeurs élevées et conduire à des déplacements correspondants du point neutre.

The winding connections most commonly used are star, delta and zigzag or interconnected star.

The star connection is particularly suitable for high-voltage windings with graded insulation, for windings to be equipped with on-load tap-changers, and when a neutral point is required for loading purposes.

The delta connection is advantageous for high currents.

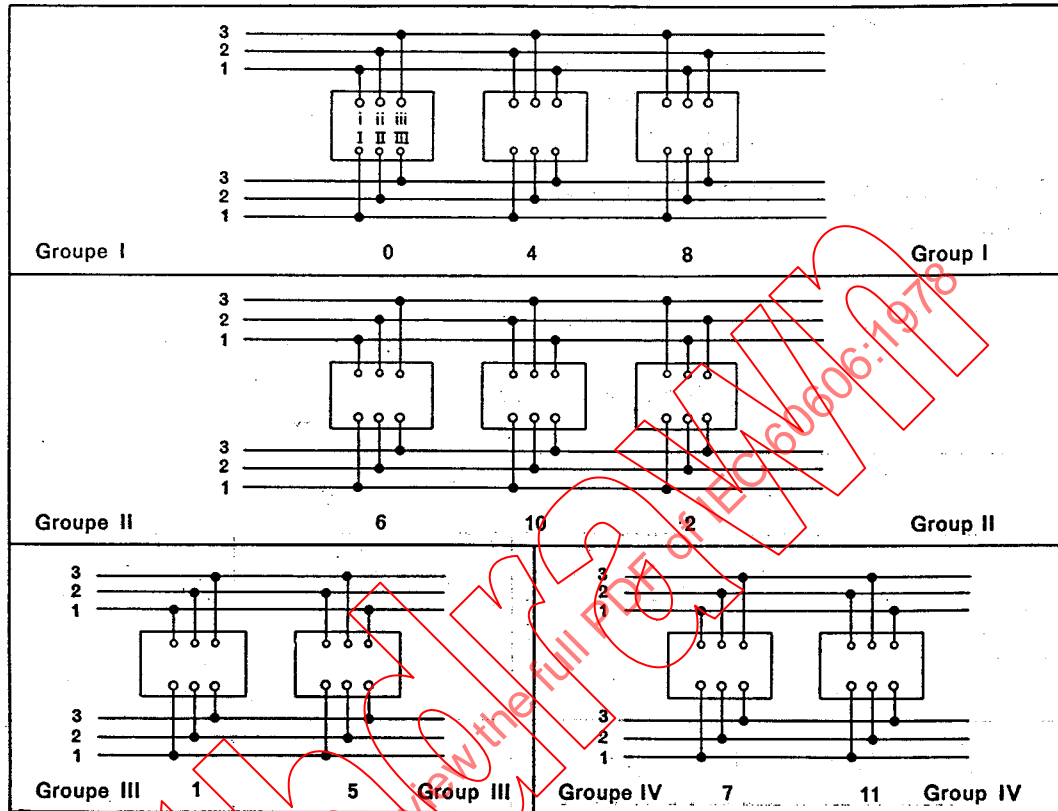
The zigzag connection is, in general, only used for the low-voltage windings in transformers with low rated power, when the neutral point may be loaded, for three-phase neutral electromagnetic couplers and for earthing transformers.

Table II contains a summary of the most important characteristics of the three connections mentioned above.

TABLE II
Characteristics of connections

	Star connection		Delta connection	Zigzag connection
Loading capability of the neutral point	Depends on the connection of the other winding(s) and on the zero-sequence impedance(s) of the network(s) to which the transformer is connected (see Sub-clause 5.2)		—	Can be loaded with the rated current of the winding
Magnetizing currents	Either	Or	3rd harmonic currents can circulate in the delta-connected winding	—
	3rd harmonic currents cannot flow (neutral isolated; no winding in delta connection present)	3rd harmonic currents can flow in at least one winding of the transformer		
Phase voltage	Contains 3rd harmonic voltages *	Sinusoidal	Sinusoidal	—

* These 3rd harmonic voltages are insignificant in three-phase core-type transformers with three limbs. In three-phase core-type transformers with five limbs, three-phase shell-type transformers and single-phase transformers connected together in three-phase banks, they may take on high values and lead to corresponding displacements of the neutral point.

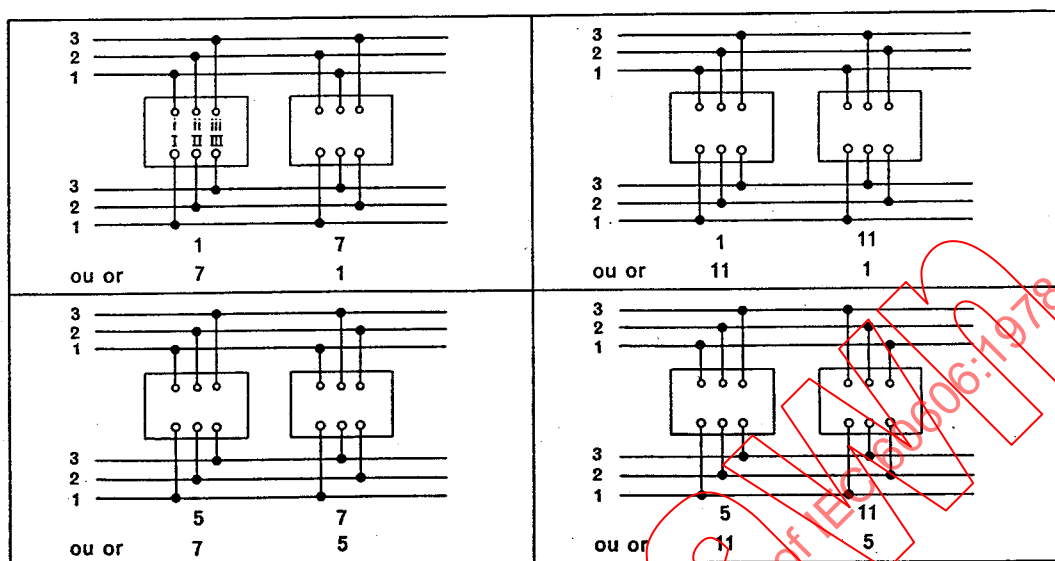


079/78

Les chiffres au bas de chaque schéma sont les indices horaires

The large figures at the foot of each diagram give the clock-hour figures.

FIG. 2. — Marche en parallèle de transformateurs du même groupe.
Parallel operation of transformers of the same group.



080/78

Les chiffres au bas de chaque schéma sont les indices horaires.

The large figures at the foot of each diagram give the clock-hour figures.

FIG. 3. — Marche en parallèle de transformateurs appartenant aux groupes III et IV.
Parallel operation of transformers of Groups III and IV.

4. Marche en parallèle de transformateurs dans des réseaux triphasés

4.1 Généralités

La marche en parallèle s'entend pour le fonctionnement des transformateurs connectés directement bornes à bornes sur deux de leurs enroulements. Dans ce qui suit, seuls les transformateurs à deux enroulements seront considérés. Dans les autres cas, la marche en parallèle doit faire l'objet d'une étude particulière.

Note. — Pour les besoins de cet article, un transformateur avec deux enroulements principaux plus un enroulement de stabilisation est considéré comme un transformateur à deux enroulements.

Pour que deux transformateurs puissent fonctionner en parallèle dans les conditions spécifiées ci-dessus, il faut, pour les paires d'enroulement à mettre en parallèle, que les conditions suivantes soient réalisées.

4.2 Couplages

Les couplages doivent être compatibles entre eux :

- a) Les transformateurs présentant le même déphasage, c'est-à-dire le même indice horaire de couplage, peuvent fonctionner en parallèle si l'on relie, au primaire et au secondaire respectivement, les bornes repérées par le même symbole.
- b) En ce qui concerne les possibilités de marche en parallèle lorsque les indices horaires sont différents, on peut distinguer quatre groupes de couplage :
groupe I: indices horaires 0, 4 et 8 ;
groupe II: indices horaires 6, 10 et 2 ;
groupe III: indices horaires 1 et 5 ;
groupe IV: indices horaires 7 et 11.
- c) La marche en parallèle de deux transformateurs faisant partie d'un même groupe est toujours possible en régime pratiquement équilibré. S'ils ont des indices horaires différents, la différence entre les indices horaires d'un même groupe est toujours égale à 4 ou 8, ce qui représente un déphasage de 120° ou 240° , le même que celui existant entre deux phases d'un réseau triphasé. Les bornes des deux transformateurs repérées par le même symbole seront alors reliées entre elles d'un côté (côté haute tension ou basse tension), tandis que, de l'autre côté, les bornes seront reliées par permutation circulaire suivant le schéma approprié de la figure 2, page 22.
- d) Un transformateur du groupe III peut fonctionner en parallèle avec un transformateur du groupe IV si l'ordre de succession des phases de l'un des transformateurs est inversé par rapport à l'autre. Le changement de connexion des bornes est effectué comme indiqué à la figure 3, page 23.
- e) A l'exception de la combinaison entre les groupes III et IV qui vient d'être mentionnée, il est impossible de faire fonctionner en parallèle des transformateurs appartenant à des groupes différents. Par suite, les combinaisons suivantes ne sont pas possibles :
groupe I: avec II ou III ou IV ;
groupe II: avec I ou III ou IV ;
groupe III: avec I ou II ;
groupe IV: avec I ou II.

Notes 1. — Dans le cas de marche en parallèle de transformateurs de symboles de couplage différents, le bon fonctionnement dans les conditions ci-dessus s'entend pour le cas de charges pratiquement équilibrées.

Le cas de charges déséquilibrées doit faire l'objet d'un examen particulier.

2. — Il convient également d'examiner l'effet des couplages sur le comportement des transformateurs fonctionnant en parallèle pendant les défauts monophasés phase-terre.

4. Parallel operation of transformers in three-phase systems

4.1 General

Parallel operation applies to the operation of transformers with direct terminal-to-terminal connections for two of their windings. In the following, only two-winding transformers will be considered. In other cases, parallel operation should form the subject of a special study.

Note. — For the purpose of this clause a transformer with two main windings plus a stabilizing winding is considered as a two-winding transformer.

In order that two transformers can operate in parallel under the conditions specified above, the following conditions have to be met for the pairs of windings to be connected in parallel.

4.2 Connections

The connections shall be compatible with each other:

- a) Transformers of the same phase-angle relations, i.e. having the same clock hour figure for the vector diagram, can be operated in parallel by connecting together, on the primary and secondary sides respectively, the terminals with the same symbol.
- b) From the point of view of possibilities of operation in parallel when the clock hour figures are different, connections can be classified in groups:
Group I: clock hour figures 0, 4 and 8;
Group II: clock hour figures 6, 10 and 2;
Group III: clock hour figures 1 and 5;
Group IV: clock hour figures 7 and 11.
- c) The parallel operation of two transformers belonging to the same group is always possible under substantially balanced load conditions. If they have different clock hour figures, then the difference between the clock hour figures in the same group has always to be 4 or 8, i.e. a difference in phase angle of 120° or 240° , which is the same as between two lines of a three-phase system. The terminals having the same marking on the two transformers will then be connected together on the one side (high-voltage or low-voltage), whilst on the other side the terminals will be connected in cyclic rotation according to the appropriate diagram in Figure 2, page 22.
- d) A transformer of Group III can be operated in parallel with a transformer of Group IV if the phase sequence of one transformer is reversed relative to that of the other. The change of terminal connections is as given in Figure 3, page 23.
- e) The parallel operation of two transformers belonging to different groups (the III and IV combination mentioned above excepted) is not possible. The following combinations therefore cannot be operated in parallel:
Group I: with II or with III or with IV;
Group II: with I or with III or with IV;
Group III: with I or with II;
Group IV: with I or with II

Notes 1. — In the case of parallel operation of transformers having different connection symbols, satisfactory operation in the above conditions is understood for the case of virtually balanced loads.

The case of unbalanced loads should form the subject of a special study.

2. — It is also advisable to consider the effect of the connections on the behaviour of the transformers working in parallel during single phase-to-earth faults.

4.3 Rapports de transformation

Les rapports de transformation doivent être égaux dans les limites des tolérances admises.

Note. — Toutefois, si les conditions données au paragraphe 4.4 ne sont pas satisfaites, la répartition de la charge peut être améliorée par une différence entre les rapports de transformation des deux transformateurs. L'efficacité de ce moyen varie avec le facteur de puissance du circuit alimenté.

4.4 Impédance de court-circuit, tension de court-circuit et répartition de la charge

4.4.1 Transformateurs sans prises et transformateurs à prises dont l'étendue de prises ne dépasse pas $\pm 5\%$

Pour les transformateurs sans prises, les tensions de court-circuit à courant nominal doivent être égales dans les limites des tolérances admises. La même condition s'applique aux transformateurs à prises dont l'étendue de prises ne dépasse pas $\pm 5\%$.

Notes 1. — Cela suppose que les tensions nominales des deux transformateurs sont égales, et non pas seulement le rapport de transformation nominal. Le rapport Z_{k1}/Z_{k2} des impédances ohmiques de court-circuit est alors égal à l'inverse S_{N2}/S_{N1} du rapport des puissances nominales, puisque (voir la Publication 76-1 de la CEI, paragraphe 3.7.4, note 1):

$$Z_k = \frac{u_z}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N}$$

De ce fait, la charge est répartie entre les deux transformateurs proportionnellement à leurs puissances nominales respectives.

2. — En toute rigueur, il faudrait considérer séparément les composantes résistives et réactives des impédances, mais en pratique, il suffira généralement de considérer la valeur globale de l'impédance.
3. — Quand on considère la marche en parallèle de deux transformateurs ayant des puissances nominales très différentes (en particulier si le rapport des puissances nominales n'est pas compris entre 0,5 et 2), il convient d'être prudent car les variations dans la répartition de la charge, même en respectant les limites fixées par les tolérances précitées, peuvent néanmoins conduire à une surcharge du plus petit transformateur. Cela peut se produire, soit quand les tolérances sont utilisées en sens opposé sur les deux transformateurs, soit par suite de différences dans les valeurs relatives des composantes résistives et réactives de l'impédance auxquelles il est fait référence dans la note 2.

4.4.2 Transformateurs à prises autres que ceux considérés au paragraphe 4.4.1

Dans le cas de deux transformateurs de même puissance nominale fonctionnant sur des prises à pleine puissance, il faut, pour que la charge se répartisse de façon suffisamment égale entre les deux unités, que les impédances de court-circuit en ohms par phase, rapportées au même côté de chaque transformateur, aient la même valeur avec une tolérance de $\pm 10\%$ (autrement dit chacune des deux valeurs ne doit pas différer de plus de 10% de leur moyenne). Des différences plus élevées entre les deux impédances sont quelquefois acceptables, mais une étude spéciale est alors nécessaire*.

Si on considère des transformateurs de puissances nominales différentes, fonctionnant sur des prises à pleine puissance, la charge totale sera partagée dans le rapport inverse de leurs impédances ohmiques, c'est-à-dire:

$$Q_1 = \frac{Z_{k2}}{Z_{k1} + Z_{k2}} Q \quad \text{et} \quad Q_2 = \frac{Z_{k1}}{Z_{k1} + Z_{k2}} Q \quad \text{d'où} \quad \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{Z_{k2}}{Z_{k1}}$$

où Q est la charge totale, Z_k l'impédance ohmique et où les indices 1 et 2 désignent les grandeurs respectives de chacun des deux transformateurs.

* Cette possibilité de tolérances accrues sera sous-entendue, dans la suite du paragraphe, toutes les fois où on parlera de tolérances $\pm 10\%$.

4.3 Voltage ratios

The voltage ratios shall be equal within the limits of the permissible tolerances.

Note. — However, if the conditions given in Sub-Clause 4.4 are not complied with, the load sharing may be improved by a difference between the voltage ratios of the two transformers. The efficacy of this mean varies with the power factor of the circuit supplied.

4.4 Short-circuit impedance, or impedance voltage, and load sharing

4.4.1 Transformers without tapplings and tapped transformers whose tapping range does not exceed $\pm 5\%$

For transformers without tapplings, the impedance voltages at rated current shall be equal within the limits of the permissible tolerances. The same condition applies to tapped transformers whose tapping range does not exceed $\pm 5\%$.

Notes 1. — This assumes that the rated voltages of the two transformers are equal, not merely the rated voltage ratio. The ratio Z_{k1}/Z_{k2} of the ohmic short-circuit impedances is then equal to the inverse ratio S_{N2}/S_{N1} of the rated powers, since (see I E C Publication 76-1, Sub-Clause 3.7.4, Note 1):

$$Z_k = \frac{u_z}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N}$$

Therefore, the load is shared between the two transformers in proportion to their respective rated powers.

2. — To be strictly correct, the resistive and reactive components of the impedances should be separately considered, but in practice it is generally sufficient to consider only the total impedance value.
3. — When considering parallel operation of two transformers having widely different rated powers (particularly if the ratio of the rated powers is not between 0.5 and 2), caution should be exercised, since variations in load sharing, even though within the limits set by the above-mentioned tolerances, may nevertheless result in over-loading of the smaller transformer. This can be caused either by operation of the tolerances in opposite directions on the two transformers or because of differences in the relative values of the resistive and reactive components of impedance referred to in Note 2.

4.4.2 Tapped transformers other than those considered in Sub-clause 4.4.1

For acceptably equal load sharing between two transformers of equal rated power, operating on full power tapplings, the short-circuit impedances in ohms per phase, referred to the same side of each transformer, should have the same value with a tolerance of $\pm 10\%$ (in other words each of the two values should not differ more than 10% from their mean value). Bigger differences between the two impedances are sometimes acceptable but a special study is then needed*.

When considering two transformers of unequal rated powers, operating on full power tapplings, the total load will be shared in the inverse ratio of their ohmic impedances, i.e.:

$$Q_1 = \frac{Z_{k2}}{Z_{k1} + Z_{k2}} Q \quad \text{and} \quad Q_2 = \frac{Z_{k1}}{Z_{k1} + Z_{k2}} Q \quad \text{whence} \quad \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{Z_{k2}}{Z_{k1}}$$

where Q is the total load, Z_k the ohmic impedance and suffices 1 and 2 refer to the respective individual quantities for each transformer.

* This possibility of increased tolerance will be understood in the remainder of this sub-clause whenever a $\pm 10\%$ tolerance is stated.

La part de la charge totale prise par chaque transformateur sera convenablement en proportion avec sa puissance nominale si Z_k/Z_{k_1} est approximativement égal au rapport S_{N_1}/S_{N_2} des deux puissances nominales, autrement dit si le produit $Z_k S_N$ a la même valeur, avec une tolérance de $\pm 10\%$, pour les deux transformateurs.

Dans le cas particulier de transformateurs fonctionnant tous deux sur la prise principale, où l'on peut utiliser la tension de court-circuit en pourcentage (tension de court-circuit à courant nominal) à la place de l'impédance de court-circuit en ohms par phase, cela signifie que chaque transformateur prendra une part de la charge totale convenablement en proportion avec sa puissance nominale si les tensions de court-circuit des deux transformateurs ont la même valeur avec une tolérance de $\pm 10\%$.

Si au moins un transformateur fonctionne sur une prise à puissance réduite, la puissance de prise S_t de chaque transformateur doit être utilisée à la place de la puissance nominale S_N et la répartition de la charge sera alors acceptable si le produit $Z_k S_t$ a la même valeur, avec une tolérance de $\pm 10\%$, pour les deux transformateurs (sur les prises utilisées).

Notes 1. — Dans tout le texte précédent, on suppose que les tensions de prise des deux transformateurs sont égales pour les prises utilisées. S'il n'en était pas ainsi, ce ne sont plus les puissances nominales ou les puissances de prise qu'il conviendrait d'utiliser mais les courants de prise (I_t).

Sur les prises utilisées, le produit $Z_k I_t$ de l'impédance de court-circuit et du courant de prise devrait avoir la même valeur, avec une tolérance de $\pm 10\%$, pour les deux transformateurs (toutes les valeurs de Z_k et I_t étant rapportées au même côté).

2. — En toute rigueur, il faudrait considérer séparément les composantes résistives et réactives des impédances, mais, en pratique, il suffira généralement de considérer la valeur globale de l'impédance.
3. — Quand on considère la marche en parallèle de deux transformateurs ayant des puissances nominales très différentes (en particulier si le rapport des puissances nominales n'est pas compris entre 0,5 et 2), il convient d'être prudent car les variations dans la répartition de la charge, même en respectant les limites fixées par les tolérances précitées, peuvent néanmoins conduire à une surcharge du plus petit transformateur. Cela peut se produire, soit quand les tolérances sont utilisées en sens opposé sur les deux transformateurs, soit par suite de différences dans les valeurs relatives des composantes résistives et réactives de l'impédance auxquelles il est fait référence dans la note 2.

5. Possibilité de charge du point neutre des enroulements connectés en étoile ou en zigzag

5.1 Généralités

Le point neutre d'enroulements connectés en étoile ou en zigzag peut être chargé dans les conditions indiquées ci-dessous.

Si, dans les conditions de charge du neutre, le courant dans les enroulements de phase n'excède pas les valeurs correspondant aux courants nominaux ou de prise, les échauffements normaux s'appliquent.

Si ces courants sont dépassés dans certains enroulements de phase, comme ils peuvent l'être si la charge de neutre — par exemple avec une bobine d'extinction d'arc — est appliquée à un enroulement déjà soumis à une pleine charge symétrique, les échauffements normaux peuvent être dépassés dans tout enroulement parcouru par un courant homopolaire et aussi dans l'huile.

5.2 Connexion en étoile

La possibilité de charger le point neutre d'un enroulement dépend de l'équilibrage ou du non-équilibre du courant homopolaire circulant dans cet enroulement par des ampères-tours correspondants dans au moins un des autres enroulements du transformateur. On distinguera les cas suivants:

Each transformer will take a part of the total load acceptably in proportion to its rating if Z_{k_2}/Z_{k_1} is approximately equal to the ratio S_{N_1}/S_{N_2} of the two rated powers, in other words if the product $Z_k S_N$ has the same value, with a tolerance of $\pm 10\%$, for the two transformers.

In the particular case of both transformers being on the principal tapping, where the impedance can be quoted as a percentage voltage (impedance voltage at rated current) instead of the short-circuit impedance in ohms per phase, each transformer will take a part of the total load acceptably in proportion to its rating if the impedance voltages at rated current of the two transformers have the same value with a tolerance of $\pm 10\%$.

If at least one transformer operates on a reduced power tapping, the tapping power S_t of each transformer is to be used instead of the rated power S_N and the load sharing will then be acceptable if the product $Z_k S_t$ has the same value, with a tolerance of $\pm 10\%$, for the two transformers (at the tappings used).

Notes 1. — In all the above text it is assumed that the tapping voltages of the two transformers are equal at the tappings used. If this should not be the case, it is not the rated powers or tapping powers which should be considered but the tapping currents (I_t).

At the tappings used the product $Z_k I_t$ of short-circuit impedance and tapping current should have the same value, with a tolerance of $\pm 10\%$, for the two transformers (all values of Z_k and I_t being referred to the same side).

2. — To be strictly correct, the resistive and reactive components of the impedances should be separately considered, but in practice it is generally sufficient to consider only the total impedance value.
3. — When considering parallel operation of two transformers having widely different rated powers (particularly if the ratio of the rated powers is not between 0.5 and 2), caution should be exercised, since variations in load sharing, even though within the limits set by the above-mentioned tolerances, may nevertheless result in over-loading of the smaller transformer. This can be caused either by operation of the tolerances in opposite directions on the two transformers or because of differences in the relative values of the resistive and reactive components of impedance referred to in Note 2.

5. Loading capability of the neutral point of windings in star or zigzag connection

5.1 General

The neutral point of star or zigzag-connected windings may be loaded under the conditions given below.

If, under neutral loading conditions, the current in the phase-windings does not exceed the values corresponding to rated or tapping currents, the normal temperature rises apply.

If these currents are exceeded in any phase-winding, as they may be if neutral loading—for example with an arc-suppression coil—is added to a winding already symmetrically fully loaded, this may lead to the normal temperature rises being exceeded in any winding which carries zero-sequence current, and also in the oil.

5.2 Star connection

The loading capability of the neutral point depends on whether or not the zero-phase sequence current flowing in the winding under consideration is balanced by corresponding ampere-turns in at least one of the other windings of the transformer. The following cases should be distinguished:

5.2.1 *Couplage étoile-étoile sans enroulement additionnel connecté en triangle, le point neutre de l'enroulement primaire étant isolé*

- a) Transformateurs triphasés du type cuirassé, transformateurs à colonnes triphasés à cinq noyaux et groupes de trois éléments monophasés:

On doit éviter de charger le point neutre de l'enroulement secondaire.

- b) Transformateurs à colonnes triphasés à trois noyaux:

- 1) Le point neutre de l'enroulement secondaire peut être chargé à travers une bobine d'extinction d'arc avec 25 % du courant nominal pendant une durée maximale de 1,5 h ou avec 20 % du courant nominal pendant une durée n'excédant pas 3 h. Cela entraîne, outre des pertes supplémentaires considérables dans le transformateur, une chute de tension homopolaire de l'ordre de 5 % à 10 % de la tension étoilée.
- 2) Dans les réseaux triphasés à quatre conducteurs alimentés par l'enroulement secondaire, le point neutre peut être chargé, en permanence, en considérant la symétrie des tensions, par exemple pour l'alimentation de l'éclairage, jusqu'à 10 % du courant nominal.

5.2.2 *Couplage étoile-étoile sans enroulement additionnel connecté en triangle, le point neutre de l'enroulement primaire étant connecté au neutre du réseau*

Si l'impédance homopolaire du réseau primaire est suffisamment faible, le point neutre de l'enroulement secondaire peut être chargé au courant nominal de l'enroulement.

5.2.3 *Couplage étoile-étoile avec un enroulement additionnel connecté en triangle (troisième enroulement ou enroulement de stabilisation)*

Si l'enroulement en triangle n'alimente pas de charge extérieure, le point neutre des enroulements connectés en étoile peut être chargé dans la mesure où le courant dans l'enroulement connecté en triangle n'excède pas sa valeur nominale. Par exemple si l'enroulement additionnel est dimensionné pour le tiers de la puissance nominale des enroulements connectés en étoile, l'un des points neutres peut être chargé au courant nominal de son enroulement.

Dans le cas où l'enroulement connecté en triangle est relié à une charge extérieure, la charge admissible pour les points neutres doit être déterminée séparément pour chaque cas de charge.

5.2.4 *Couplage étoile-étoile ou triangle-étoile*

Le point neutre peut être chargé avec le courant nominal.

5.2.5 *Couplage étoile-zigzag*

Le point neutre de l'enroulement étoile peut être chargé comme indiqué dans le paragraphe 5.2.1.

5.3 *Connexion en zigzag*

Le point neutre d'un enroulement connecté en zigzag peut être chargé avec le courant nominal car les ampères-tours antagonistes dans le système homopolaire seront produits dans l'enroulement lui-même.

Note. — Lors de défauts phase-terre dans les réseaux auxquels sont raccordés des enroulements étoile ou zigzag, les points neutres de ces derniers sont traversés par des courants de défaut dont les valeurs doivent être prises en considération lors de la conception des enroulements, du choix des traversées de neutre et du dimensionnement de leurs connexions aux enroulements. Le calcul des courants de défaut passant par le point neutre implique la connaissance des conditions de mise à la terre et des impédances des réseaux, des endroits possibles où les défauts peuvent apparaître et du nombre de transformateurs en parallèle.

Dans le cas de transformateurs avec deux enroulements connectés en étoile et raccordés à deux réseaux mis à la terre, le calcul des courants doit être effectué séparément pour des défauts dans chacun des réseaux.

Il convient de tenir compte de la possibilité d'un amorçage de traversée sur un point neutre qui est isolé.

5.2.1 *Star-star connection without an additional winding in delta connection, the neutral point of the primary winding being isolated*

- a) Three-phase shell-type transformers, three-phase core-type transformers with five limbs and banks of three single-phase transformers:

The loading of the neutral point of the secondary winding should be avoided.

- b) Three-phase core-type transformers with three limbs:

- 1) The neutral point of the secondary winding may be loaded through an arc-suppression coil with 25% of the rated current for a highest duration of 1.5 h or with 20% of the rated current for a duration of not more than 3 h. This causes, besides considerable stray losses in the transformer, a zero-sequence voltage drop of about 5% to 10% of the line-to-neutral voltage.

- 2) In three-phase systems with four wire loads on the secondary winding, the neutral point may, with due regard to the voltage symmetry, for example for lighting supply, be loaded continuously up to 10% of the rated current.

5.2.2 *Star-star connection without an additional winding in delta connection, the neutral point of the primary winding being connected to the neutral of the system*

If the zero-sequence impedance of the primary system is sufficiently small, the neutral point of the secondary winding may be loaded with the rated current of the winding.

5.2.3 *Star-star connection with an additional winding in delta connection (third winding or stabilizing winding)*

If the delta-connected winding is not loaded externally, the neutral point of star-connected windings may be loaded so as not to exceed the rated current of the delta-connected winding. For instance, if the additional winding is rated at $\frac{1}{3}$ of the rating of the winding in star connection, one of the neutral points may be loaded with the rated current of its winding.

In the case of a winding in delta connection being loaded externally, the loading capability of the neutral points has to be determined separately for each case of loading.

5.2.4 *Star-delta connection or delta-star connection*

The neutral point may be loaded with the rated current.

5.2.5 *Star-zigzag connection*

The neutral point of the star-connected winding may be loaded as described in Sub-clause 5.2.1.

5.3 *Zigzag connection*

The neutral point of a winding in zigzag connection can be loaded with the rated current because the required counter-ampere-turns of the zero-phase-sequence system will be produced in the winding itself.

Note. — In the event of line-to-earth faults on the connected systems, the earthed neutral points of windings in star or zigzag connection carry fault currents, the intensity of which has to be considered when designing the windings, choosing the neutral bushings and dimensioning their connections to the windings. Calculation of fault currents flowing in the neutral points requires information as to the earthing conditions of the systems and their impedances, the possible locations where faults may occur and the number of transformers connected in parallel.

In the case of a transformer with two windings in star connection joining two earthed systems, the calculation of the currents has to be carried out separately for faults on each system.

The possibility of a bushing flashover on a neutral point which is isolated should not be ignored.

6. Détermination de la variation de la tension pour une condition de charge spécifiée

6.1 Transformateurs à deux enroulements

La variation de la tension avec la charge entre la marche à vide et la marche à une charge symétrique de valeur quelconque et pour un facteur de puissance quelconque peut être déterminée par la mesure de l'impédance de court-circuit (ou, pour la prise principale, de la tension de court-circuit à courant nominal) et des pertes dues à la charge (paragraphe 8.4 de la Publication 76-1 de la C.E.I.).

6.1.1 Transformateur sans prise ou connecté sur la prise principale

La tension à vide d'un enroulement est supposée être sa tension nominale:

soient u_z = tension de court-circuit à courant nominal en pourcentage de la tension nominale, se composant de:

u_r = tension résistive à courant nominal en pourcentage de la tension nominale = pertes dues à la charge en pourcentage de la puissance nominale du transformateur

u_x = tension réactive à courant nominal en pourcentage de la tension nominale

$$u_x = \sqrt{u_z^2 - u_r^2}$$

La variation de la tension en pourcentage de la tension nominale, à une charge de valeur fractionnaire n et pour un facteur de puissance $\cos \varphi$, est:

$$U_{\varphi n} = nU'_\varphi + \frac{1}{2} \cdot \frac{(nU''_\varphi)^2}{10^4} + \frac{1}{8} \cdot \frac{(nU''_\varphi)^4}{10^6} + \dots$$

où:

$$U'_\varphi = u_r \cos \varphi + u_x \sin \varphi$$

$$U''_\varphi = u_r \sin \varphi - u_x \cos \varphi$$

Si u_z est inférieure à 20 %, le troisième terme peut être négligé. Si u_z est inférieure à 4 %, le deuxième terme peut également être négligé.

6.1.2 Transformateur connecté sur une prise autre que la prise principale

La tension à vide d'un enroulement est supposée être sa tension de prise.

Pour une prise donnée, l'équation du paragraphe 6.1.1 peut être utilisée pour calculer la variation de tension exprimée en pourcentage de la tension de prise si u_z , u_r et u_x sont remplacées respectivement par les quantités u_{zt} , u_{rt} et u_{xt} correspondant à cette prise:

$$u_{zt} = 100 Z_{kt} \frac{S_t}{U_t^2}$$

où:

Z_{kt} = impédance de court-circuit pour cette prise, rapportée à un enroulement donné

U_t = tension de prise de cet enroulement

S_t = puissance de prise

6. Calculation of voltage drop (or rise) for a specified load condition

6.1 Two-winding transformers

The voltage drop (or rise) with load between no-load and a symmetrical load of any assumed value and power factor can be calculated from the measurement of the short-circuit impedance (or, for the principal tapping, of impedance voltage at rated current) and the load loss (Sub-clause 8.4 of IEC Publication 76-1).

6.1.1 Transformer untapped or connected on the principal tapping

The no-load voltage of a winding is assumed to be its rated voltage:

let u_z = impedance voltage at rated current as percentage of rated voltage, consisting of components:

u_r = resistance voltage at rated current as percentage of rated voltage = load loss as percentage of rated power of transformer.

u_x = reactance voltage at rated current as percentage of rated voltage

$$u_x = \sqrt{u_z^2 - u_r^2}$$

The voltage drop (or rise) as a percentage of the rated voltage, for an assumed fractional load value n and power-factor $\cos \varphi$, is:

$$U_{\varphi n} = nU'_\varphi + \frac{1}{2} \cdot \frac{(nU''_\varphi)^2}{10^2} + \frac{1}{8} \cdot \frac{(nU''_\varphi)^4}{10^6} + \dots$$

where:

$$U'_\varphi = u_r \cos \varphi + u_x \sin \varphi$$

$$U''_\varphi = u_r \sin \varphi - u_x \cos \varphi$$

If u_z is less than 20%, the third term may be ignored. If u_z is less than 4%, the second term may also be ignored.

6.1.2 Transformer connected on a tapping other than the principal tapping

The no-load voltage of a winding is assumed to be its tapping voltage.

For a given tapping the equation in Sub-clause 6.1.1 can be used to calculate the voltage drop (or rise) expressed as a percentage of the tapping voltage if u_z , u_r and u_x are replaced by the quantities u_{zt} , u_{rt} and u_{xt} respectively corresponding to that tapping:

$$u_{zt} = 100 Z_{kt} \frac{S_t}{U_t^2}$$

where:

Z_{kt} = short-circuit impedance at this tapping related to a given winding

U_t = tapping voltage of this winding

S_t = tapping power

u_{rt} est égale aux pertes dues à la charge correspondant au courant de prise, exprimées en pourcentage de la puissance de prise

$$u_{xt} = \sqrt{u_{zt}^2 - u_{rt}^2}$$

Pour calculer la valeur fractionnaire n de la charge, le courant de référence à utiliser est le courant de prise.

6.2 Transformateurs à trois enroulements

6.2.1 Application des formules

Les formules données ci-dessus pour les transformateurs à deux enroulements peuvent être appliquées aux transformateurs à trois enroulements et leurs variations de tension peuvent être calculées, avec une précision comparable à celle des données dont on dispose, en supposant que les courants dans les enroulements restent constants en grandeur et en phase même si les tensions aux bornes de sortie changent par rapport à leur valeur à vide du fait des chutes de tension dues à la charge.

Dans un transformateur à trois enroulements, la tension à circuit ouvert d'un enroulement varie avec le courant dans les autres enroulements (même si cet enroulement reste lui-même à vide).

En conséquence, la variation de tension d'un enroulement d'un transformateur à trois enroulements s'exprime par rapport à sa tension à vide dérivée du rapport de transformation.

Dans le cas fréquent de deux enroulements en charge (W_2 et W_3) et d'un enroulement alimenté (W_1), la variation de tension est en général demandée pour les trois cas de charge suivants:

- W_2 seul chargé;
- W_3 seul chargé;
- W_2 et W_3 tous deux chargés

Dans chacun des cas, il y a lieu de mentionner deux valeurs distinctes, c'est-à-dire la variation de tension de chaque enroulement secondaire W_2 et W_3 (qu'il soit ou non parcouru par le courant) pour une tension constante appliquée au premier enroulement W_1 .

Note. — La variation de tension entre W_2 et W_3 , considérés l'un par rapport à l'autre dans ce cas simple et fréquent, découle des variations de tension entre W_1 et W_2 et entre W_1 et W_3 et il n'y a aucun intérêt à l'exprimer séparément.

6.2.2 Données nécessaires

Les données nécessaires sont les grandeurs ci-après, déterminées pour chaque paire d'enroulement et rapportées à une même puissance apparente de base (S_b) pour laquelle il est pratique de prendre la puissance de prise (puissance nominale pour la prise principale) de l'enroulement de la puissance la plus faible (on détermine ces données à partir des caractéristiques effectives de l'appareil):

- a) pertes dues à la charge correspondant à la puissance S_b , désignées ci-après par w ;
- b) tension de court-circuit (prise principale) ou grandeur u'_{zt} ci-après:

$$u'_{zt} = 100 \cdot Z_{kt} \frac{S_b}{U_t^2}$$

où:

Z_{kt} = impédance de court-circuit rapportée à un des enroulements

U_t = tension de prise de cet enroulement

u_{rt} is equal to the load loss related to the tapping current expressed as a percentage of the tapping power

$$u_{xt} = \sqrt{u_{zt}^2 - u_{rt}^2}$$

For calculating the fractional value n of the load, the reference current should be the tapping current.

6.2 Three-winding transformers

6.2.1 Application of formulae

The formulae given above for two-winding transformers can be applied to three-winding transformers, and their voltage drop (or rise) calculated with an accuracy comparable to that of the data available by assuming the currents in the windings remain constant, both in magnitude and phase angle, even though the output terminal voltages change, due to voltage drop or rise, from their no-load values.

On a three-winding transformer the open-circuit no-load voltage of a winding will change with current in the other windings (even though it remains itself unloaded).

Therefore the voltage drop (or rise) of a winding on a three-winding transformer is expressed with reference to its no-load voltage obtained from the voltage ratio.

For the frequent case of two output windings (W_2 and W_3) and one input winding (W_1), the voltage drop (or rise) is usually required for three loading conditions, viz.:

W_2 only loaded;

W_3 only loaded;

both W_2 and W_3 loaded.

For each condition, two separate figures should be quoted, i.e. the voltage drop (or rise) of each output winding W_2 and W_3 (whether carrying current or not) for constant voltage supplied to the first winding W_1 .

Note. — The voltage drop (or rise) between W_2 and W_3 relative to each other for this simple and frequent case is implicit in the values W_1 to W_2 and W_1 to W_3 , and nothing is gained by expressing it separately.

6.2.2 Data required.

The data required are the following quantities, determined for each pair of windings and related to the same basic apparent power (S_b) which can conveniently be the tapping power (rated power for the principal tapping) of the winding of the lowest rating (these data should be determined from the transformer as built).

a) load loss corresponding to the power S_b and designated hereafter as w ;

b) impedance voltage (principal tapping) or the following quantity u'_{zt} :

$$u'_{zt} = 100 \cdot Z_{kt} \frac{S_b}{U_t^2}$$

where:

Z_{kt} = short-circuit impedance related to a given winding

U_t = tapping voltage of this winding

c) tension résistive (prise principale) ou grandeur u'_{rt} ci-après:

$$u'_{rt} = 100 \frac{w}{S_b}$$

d) tension réactive (prise principale) ou grandeur u'_{xt} ci-après:

$$u'_{xt} = \sqrt{u_{zt}^2 - u_{rt}^2}$$

A partir de ces données, on établit un circuit équivalent du type représenté sur la figure 4.

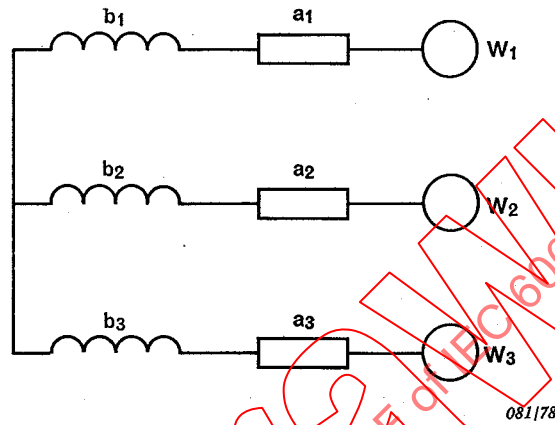


FIG. 4. — Circuit équivalent.

6.2.3 Circuit équivalent d'un transformateur à trois enroulements

Le circuit équivalent s'obtient comme suit:

soit a_{12} et b_{12} la tension résistive et la tension réactive, exprimées en pourcentage (ou plus généralement les grandeurs u'_{rt} et u'_{xt}) rapportées à la puissance de base et obtenues lors d'un essai consistant à court-circuiter un des enroulements W_1 ou W_2 et à alimenter l'autre, le troisième enroulement W_3 étant à circuit ouvert;

soit a_{23} et b_{23} les valeurs obtenues de la même façon en effectuant l'essai sur la paire W_2 et W_3 (avec W_1 à circuit ouvert);

soit a_{31} et b_{31} les valeurs obtenues de la même façon en effectuant l'essai sur la paire W_3 et W_1 (avec W_2 à circuit ouvert);

soit d = somme ($a_{12} + a_{23} + a_{31}$);

soit f = somme ($b_{12} + b_{23} + b_{31}$).

Les valeurs algébriques à insérer dans le circuit équivalent sont alors:

$$\text{branche } W_1 \quad a_1 = d/2 - a_{23} \quad b_1 = f/2 - b_{23}$$

$$\text{branche } W_2 \quad a_2 = d/2 - a_{31} \quad b_2 = f/2 - b_{31}$$

$$\text{branche } W_3 \quad a_3 = d/2 - a_{12} \quad b_3 = f/2 - b_{12}$$

Il convient de noter que certaines de ces valeurs algébriques peuvent être négatives ou même nulles (cela dépend de la disposition relative des enroulements sur le circuit magnétique). Pour les conditions de charge désirées, on détermine la puissance apparente dans chaque branche du circuit équivalent et on calcule séparément la variation de tension dans chacune des branches. La variation de tension pour une paire quelconque d'enroulements est la somme algébrique des variations des deux branches correspondantes du circuit équivalent.

c) resistance voltage (principal tapping) or the following quantity u'_{rt} .

$$u'_{rt} = 100 \frac{w}{S_b}$$

d) reactance voltage (principal tapping) or the following quantity u'_{xt} .

$$u'_{xt} = \sqrt{u'^2_{zt} - u'^2_{rt}}$$

From the data an equivalent circuit is derived as shown in Figure 4.

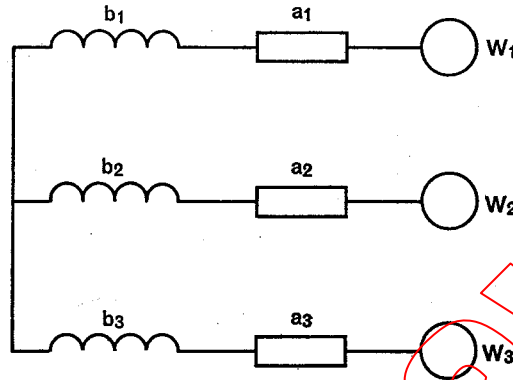


FIG. 4. — Equivalent circuit.

6.2.3 Equivalent circuit for three-winding transformer

The equivalent circuit is derived as follows:

let a_{12} and b_{12} be respectively the percentage resistance and reactance voltages, or more generally, the quantities u'_{rt} and u'_{xt} , referred to the basic power and obtained on a test, short-circuiting either winding W_1 or W_2 and supplying the other, with the third winding W_3 on open circuit;

let a_{23} and b_{23} similarly apply to a test on the pair of windings W_2 and W_3 (with W_1 on open circuit);

let a_{31} and b_{31} similarly apply to a test on the pair of windings W_3 and W_1 (with W_2 on open circuit);

let d = the sum ($a_{12} + a_{23} + a_{31}$);

let f = the sum ($b_{12} + b_{23} + b_{31}$).

Then the mathematical values to be inserted in the equivalent circuit are:

$$\text{arm } W_1 \quad a_1 = d/2 - a_{23} \quad b_1 = f/2 - b_{23}$$

$$\text{arm } W_2 \quad a_2 = d/2 - a_{31} \quad b_2 = f/2 - b_{31}$$

$$\text{arm } W_3 \quad a_3 = d/2 - a_{12} \quad b_3 = f/2 - b_{12}$$

It is to be noted that some of these mathematical quantities may be negative or may even be zero (depending on the actual physical relative arrangement of the windings on the core). For the desired loading conditions, the power operative in each arm of the equivalent circuit is determined and the voltage drop (or rise) of each arm is calculated separately. The voltage drop (or rise) with respect to the terminals of any pair of windings is the algebraic sum of the voltage drops (or rises) of the corresponding two arms of the equivalent circuit.

6.2.4 Mode opératoire

Le mode opératoire à suivre dans le cas de deux enroulements secondaires et d'un enroulement primaire est, en première approximation, le suivant:

- déterminer dans chaque enroulement la puissance apparente qui correspond au fonctionnement considéré: pour les enroulements W_2 et W_3 débitant de la puissance, c'est la charge spécifiée considérée;
- calculer n_2 et n_3 , n étant le rapport entre la charge réelle et la puissance apparente de base pour chaque branche dans le circuit équivalent;
- la puissance apparente de l'enroulement primaire W_1 est la somme vectorielle des puissances débitées par les enroulements W_2 et W_3 ; le facteur de puissance et le facteur en quadrature ($\sin \varphi$) correspondants se déduisent des composantes en phase et en quadrature.

Lorsqu'une plus grande précision est nécessaire pour obtenir la puissance apparente réelle de l'enroulement W_1 , il faut ajouter à la composante en quadrature de la somme vectorielle des puissances débitées les quantités suivantes:

$$\begin{aligned} & (\text{puissance débitée par l'enroulement } W_2) \times \frac{b_2}{100} \times n_2 \\ & \text{plus (puissance débitée par l'enroulement } W_3) \times \frac{b_3}{100} \times n_3 \end{aligned}$$

On obtient un résultat encore plus précis en ajoutant les valeurs correspondantes ($a \times n \times$ puissance débitée) à la composante en phase de la somme vectorielle des puissances débitées, mais la différence est rarement appréciable.

6.2.4.1 Méthode de calcul

Appliquer séparément à chaque branche du circuit équivalent la formule du paragraphe 6.1.1 en prenant pour chaque branche des valeurs distinctes de n comme il est indiqué ci-dessus.

6.2.4.2 Variation de tension

Pour obtenir la variation de tension entre l'enroulement d'alimentation et l'un ou l'autre des enroulements en charge, ajouter les variations de tension déterminées pour les deux branches correspondantes, en notant que l'une d'elles peut être négative (à noter qu'il s'agit d'une somme algébrique et non vectorielle).

Note. — Une valeur positive de la somme obtenue indique qu'il y a diminution de tension de la marche à vide à la marche en charge considérée, alors qu'une valeur négative indique une augmentation de tension.

Répéter l'opération décrite ci-dessus pour l'autre enroulement en charge.

6.2.5 Alimentation de deux enroulements

Dans le cas où deux enroulements sont alimentés et où un enroulement débite, on peut appliquer le mode opératoire ci-dessus si l'on connaît la répartition de la charge entre les deux enroulements alimentés.

6.2.6 Autotransformateurs

Le mode opératoire ci-dessus est applicable aux autotransformateurs, si le circuit équivalent est basé sur les impédances effectives et les pertes dues à la charge mesurées aux bornes de l'autotransformateur.

6.2.4 Detailed procedure

The detailed procedure to be followed in the case of two output windings and one supply winding is, as a first approximation, as follows:

- a) determine the power in each winding corresponding to the loading being considered: for the output windings W_2 and W_3 this is the specified loading under consideration,
- b) deduce n_2 and n_3 where n is the ratio of the actual loading to the basic power used in the equivalent circuit for each arm;
- c) the input power of the winding W_1 should be taken as the vectorial sum of the outputs from the windings W_2 and W_3 . The corresponding power-factor and quadrature factor ($\sin \phi$) are deduced from the in-phase and quadrature components.

When greater accuracy is required in the determination of the apparent power of the winding W_1 , an addition should be made to the above-mentioned vectorial sum, as follows: add to the quadrature component, to obtain the effective input power to winding W_1 , the following quantities:

$$\begin{aligned} & (\text{the output power from winding } W_2) \times \frac{b_2}{100} \times n_2 \\ & \text{plus (the output power from winding } W_3) \times \frac{b_3}{100} \times n_3 \end{aligned}$$

A still more accurate solution is obtained by adding the corresponding quantities ($a \times n \times$ output power) to the in-phase component of the vectorial sums of the outputs, but the difference is rarely appreciable.

6.2.4.1 Method of calculation

Apply the formula of Sub-clause 6.1.1 separately to each arm of the network taking separate values of n for each arm as defined above.

6.2.4.2 Voltage drop (or rise)

To obtain the voltage drop (or rise) between the supply winding and either of the loaded windings, and the separate voltage drops (or rises) determined for the corresponding two arms, noting that one of these may be negative (note that the summation is algebraic, but not vectorial).

Note. — A positive value for the sum determined indicates a voltage drop from no-load to the loading considered, while a negative value for the sum indicates a voltage rise.

Repeat the operation described above for the other loaded winding.

6.2.5 Supply to two windings

In the case of a supply to two windings and output from one winding, the above procedure can be applied if the division of loading between the two supplies is known.

6.2.6 Auto-transformers

The above procedure is applicable to auto-transformers if the equivalent circuit is based on the effective impedances and load losses measured at the terminals of the auto-transformer.

ANNEXE A

EXEMPLES DE LA MÉTHODE EXPOSÉE AU PARAGRAPHE 2.4 FONDÉE SUR LE COURANT MAXIMAL ET LA TENSION MAXIMALE DE CHAQUE ENROULEMENT

A1. Premier exemple

Transformateur abaisseur alimenté sous une tension variable et fournissant une puissance variable sous une tension qui croît quand la charge croît:

On suppose que le transformateur alimente un réseau 20 kV à partir d'un réseau 115 kV et que:

- la tension appliquée varie de 107 kV à 123 kV;
- les régimes de charge s'étagent entre les deux régimes extrêmes suivants:

Régime à plein courant

$$I_{BT} = 1\,000 \text{ A.}$$

Tension B.T. en charge: 21 kV, ce qui donne, après correction de la chute de tension, une « tension à vide » égale à 22 kV (donc, n varie de $123/22 = 5,591$ à $107/22 = 4,864$ et $(I_{HT})_{\max} = 1\,000/4,864 = 205,6 \text{ A}$).

Régime à vide

$$I_{BT} = 0. \text{ Tension B.T.: } 20 \text{ kV.}$$

(n varie de $123/20$ à $107/20$ donc de 6,15 à 5,35).

Pour les régimes intermédiaires, il suffira ici de citer le régime à demi-courant $I_{BT} = 500 \text{ A}$. Tension B.T. « à vide » correspondante: 21 kV.

On détermine alors les six grandeurs nécessaires:

Tout d'abord la tension maximale H.T. est : $(U_{HT})_{\max} = 123 \text{ kV}$.

Du régime à vide, on déduit ensuite:

$$n_{\max} = 123/20 = 6,15.$$

Du régime à plein courant, on déduit les valeurs des quatre autres grandeurs:

$$n_{\min} = 107/22 = 4,864;$$

$$(U_{BT})_{\max} = 22 \text{ kV};$$

$$(I_{BT})_{\max} = 1\,000 \text{ A et } (I_{HT})_{\max} = 205,6 \text{ A.}$$

D'où:

$$\text{— la prise à tensions maximales: } n_u = 123/22 = 5,591;$$

$$\text{— la prise à courants maximaux: } n_i = 1\,000/205,6 = 4,864 \text{ (cette prise est ici confondue avec la prise de rapport de transformation minimal).}$$

De cela on déduit les grandeurs de prise données dans le tableau III, page 46, à l'exception de celles entre parenthèses, relatives à la colonne « K_A » et à la ligne « prise principale ». Si on met les prises sur l'enroulement H.T. et si on prend comme prise principale la prise moyenne $n = 5,507$, qui est une prise à pleine puissance, les valeurs entre parenthèses peuvent être calculées et le tableau III peut être complété. La figure 5, page 50, est une traduction graphique du tableau III.

APPENDIX A

EXAMPLES OF THE METHOD SHOWN IN SUB-CLAUSE 2.4, BASED ON THE MAXIMUM CURRENT AND MAXIMUM VOLTAGE OF EACH WINDING

A1. First example

Step-down transformer supplied with a variable voltage and delivering a variable power with a secondary voltage which increases with the load.

The transformer is assumed to supply a 20 kV system from a 115 kV system:

- applied voltage ranging from 107 kV to 123 kV;
- load conditions ranging between the two following extreme duties:

Full-current duty

$$I_{LV} = 1\,000 \text{ A.}$$

On-load L.V. voltage: 21 kV, which gives, after correction for the voltage drop, a “no-load voltage” equal to 22 kV (consequently, n varies from $123/22 = 5.591$ to $107/22 = 4.864$ and $(I_{HV})_{\max} = 1\,000/4.864 = 205.6 \text{ A}$).

No-load duty

$$I_{LV} = 0. \text{ L.V. voltage: 20 kV.}$$

(n varies from $123/20$ to $107/20$, i.e. from 6.15 to 5.35).

For the intermediate duties it will be sufficient to consider the half-current duty $I_{LV} = 500 \text{ A}$. Corresponding “no-load” L.V. voltage: 21 kV.

The six required quantities are now determined:

First, the H.V. maximum voltage is: $(U_{HV})_{\max} = 123 \text{ kV}$.

Then the “no-load” duty gives:

$$n_{\max} = 123/20 = 6.15.$$

Then the full-current duty gives the values of the last four quantities:

- $n_{\min} = 107/22 = 4.864$;
- $(U_{LV})_{\max} = 22 \text{ kV}$;
- $(I_{LV})_{\max} = 1\,000 \text{ A}$ and $(I_{HV})_{\max} = 205.6 \text{ A}$.

Whence:

- the maximum voltage tapping: $n_u = 123/22 = 5.591$;
- the maximum current tapping: $n_i = 1\,000/205.6 = 4.864$ (this tapping is the same as the tapping with the minimum voltage ratio).

From this the tapping quantities given in Table III, page 47, are deduced, except those between brackets, relating to the Column “ K_A ” and the line “principal tapping”. If the tappings are located on the H.V. winding and if the principal tapping is the mean tapping $n = 5.507$, which is a full-power tapping, the values between brackets can be calculated and Table III can be completed. Figure 5, page 50, is a graph illustrating Table III.

Le tableau peut alors être résumé comme suit pour les besoins de la spécification;

- puissance nominale: 38 MVA;
- tensions nominales: 121,15 kV et 22,0 kV;
- prises sur l'enroulement H.T. (étendue de prises $\pm 11,5\%$);
- prise à tensions maximales: $K_A = 101,5\%$;
- prise à courants maximaux: prise soustractive extrême.

La spécification devrait aussi inclure le nombre de positions de réglage ou la valeur de l'échelon de réglage (cela peut conduire à de légers changements dans les valeurs précédentes).

A2. Deuxième exemple

Dans l'exemple précédent la « prise à courants maximaux » est confondue avec la prise soustractive extrême. Le deuxième exemple correspond à un cas où cette prise à courants maximaux est séparée. Une autre différence avec l'exemple n° 1 est que la prise principale ne peut pas être la prise moyenne, celle-ci n'étant pas une prise à pleine puissance.

On considère le cas d'un transformateur abaisseur reliant un réseau 400 kV à un réseau 132 kV, alimenté sous une tension variant de 380 kV à 420 kV, et qui doit pouvoir débiter, sous une tension comprise entre 128 kV et 136 kV, une charge comprise entre les deux limites suivantes:

Fonctionnement à pleine charge

La puissance appelée au primaire est de 300 MVA, avec une chute de tension de 5,7% (8 kV) de sorte que la « tension à vide » B.T. varie de 136 kV à 144 kV.

Fonctionnement à vide

La tension B.T. varie de 128 kV à 136 kV.

On détermine alors les six grandeurs nécessaires:

Tout d'abord $(U_{HT})_{\max} = 420$ kV.

Du fonctionnement à vide on déduit:

$$n_{\max} = 420/128 = 3,281.$$

Du fonctionnement à pleine charge on déduit les quatre autres grandeurs nécessaires:

$$n_{\min} = 380/144 = 2,639;$$

$$(U_{BT})_{\max} = 144 \text{ kV};$$

$$(I_{HT})_{\max} = 456 \text{ A (300 MVA sous 380 kV)};$$

$$(I_{BT})_{\max} = 1\,273 \text{ A (300 MVA sous 136 kV)}.$$

D'où on déduit:

$$\text{— prise à tensions maximales } n_u = 420/144 = 2,917;$$

$$\text{— prise à courants maximaux } n_i = 1\,273/456 = 2,792.$$

Cela donne, en fonction du rapport de transformation, les régimes de prise donnés par le tableau IV, page 48, sauf les valeurs entre parenthèses de la colonne « K_A » et de la ligne « prise principale ».

On suppose maintenant que les prises sont placées sur l'enroulement H.T. La prise moyenne qui correspond à $n = 2,96$ n'est pas une prise à pleine puissance. La prise à pleine puissance la plus proche est la « prise à tensions maximales » correspondant à $n = 420/144 = 2,917$. Cette prise sera choisie comme prise principale ($n_p = 2,917$).