

RAPPORT TECHNIQUE TECHNICAL REPORT

**CEI
IEC
909-1**

Première édition
First edition
1991-10

Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif

Partie 1:

Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit
dans les réseaux alternatifs triphasés
conformément à la CEI 909

Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems

Part 1:

Factors for the calculation of short-circuit currents
in three-phase a.c. systems according to IEC 909



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 909-1: 1991

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.

RAPPORT TECHNIQUE TECHNICAL REPORT

**CEI
IEC
909-1**

Première édition
First edition
1991-10

Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif

Partie 1:

Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit
dans les réseaux alternatifs triphasés
conformément à la CEI 909

Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems

Part 1:

Factors for the calculation of short-circuit currents
in three-phase a.c. systems according to IEC 909

© CEI 1991 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 pro-
cédé, 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 XB

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

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	4
Articles	
Section 1: Généralités	
1.1 Domaine d'application et objet	6
1.2 Références normatives	6
1.3 Application des facteurs	6
1.4 Symboles et indices	8
Section 2: Facteurs utilisés dans la CEI 909	
2.1 Facteur de tension c relatif à la source de tension équivalente au point de court-circuit	12
2.2 Facteurs de correction d'impédance K (K_G , K_{PST}) utilisés pour le calcul des impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production	26
2.3 Facteur κ utilisé pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit	60
2.4 Facteur μ utilisé pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé	84
2.5 Facteur λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) utilisé pour le calcul du courant de court-circuit permanent	96
2.6 Facteur q utilisé pour le calcul du courant de court-circuit coupé des moteurs asynchrones	108
2.7 Evaluation de la contribution des moteurs asynchrones ou des groupes des moteurs asynchrones (moteurs équivalents) au courant de court-circuit symétrique initial	120
Annexe A - Bibliographie	142

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
Clause	
Section 1: General	
1.1 Scope and object	7
1.2 Normative references	7
1.3 Application of the factors	7
1.4 Symbols, subscripts and superscripts	9
Section 2: Factors used in IEC 909	
2.1 Factor c for the equivalent source at the short-circuit location	13
2.2 Impedance correction factors K (K_G , K_{PSU}) when calculating the short-circuit impedances of generators and power-station units	27
2.3 Factor κ for the calculation of the peak short-circuit current	61
2.4 Factor μ for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current	85
2.5 Factor λ ($\lambda_{\max}$, $\lambda_{\min}$) for the calculation of the steady-state short-circuit current	97
2.6 Factor q for the calculation of the short-circuit breaking current of asynchronous motors	109
2.7 Statement of the contribution of asynchronous motors or groups of asynchronous motors (equivalent motors) to the initial symmetrical short-circuit current	121
Annex A - Bibliography	143

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT DANS LES RÉSEAUX TRIPHASÉS À COURANT ALTERNATIF

Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alternatifs triphasés conformément à la CEI 909

AVANT-PROPOS

- 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.

La présente partie de la CEI 909, qui a le statut de Rapport technique, a été établie par le Comité d'Etudes n° 73 de la CEI: Courants de court-circuit.

Le texte de cette partie est issu des documents suivants:

Règle des Six Mois	Rapport de vote
73(BC)13	73(BC)14

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

Le présent rapport est un Rapport technique de type 2. Il ne doit pas être considéré comme Norme internationale. Il sera procédé à un nouvel examen de ce rapport deux ans au plus tard après sa publication avec la faculté d'en prolonger la validité pendant deux autres années, de le transformer en Norme internationale ou de l'annuler.

L'annexe A est donnée uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**SHORT-CIRCUIT CURRENT CALCULATION
IN THREE-PHASE A.C. SYSTEMS****Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents
in three-phase a.c. systems according to IEC 909****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.

This part of IEC 909, which has the status of a Technical Report, has been prepared by IEC Technical Committee No. 73: Short-circuit currents.

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

Six Months' Rule	Report on Voting
73(CO)13	73(CO)14

Full information on the voting for the approval of this part can be found in the Voting Report indicated in the above table.

This report is a Technical Report of type 2. It is not to be regarded as an International Standard. A review of this report will be carried out not later than two years after its publication, with the options of: extension for a further two years, conversion into an International Standard, or withdrawal.

Annex A is for information only.

CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT DANS LES RÉSEAUX TRIPHASÉS À COURANT ALTERNATIF

Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alternatifs triphasés conformément à la CEI 909

Section 1: Généralités

1.1 Domaine d'application et objet

Le présent Rapport technique de la CEI a pour objet d'indiquer l'origine et l'application, dans les limites nécessaires, des facteurs utilisés pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité dans le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 909.

Ce rapport technique constitue donc un complément à la CEI 909. Il ne modifie pas, cependant, les bases de la procédure de calcul normalisée définie dans cette publication.

NOTE - Dans certains cas, des références sont données à titre d'indications complémentaires, celles-ci ne modifient en rien la procédure définie dans la norme.

1.2 Références normatives

Les normes suivantes contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui en est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 909. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Toute norme est sujette à révision, et les parties prenantes des accords fondés sur la présente partie de la CEI 909 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des normes indiquées ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur à un moment donné.

CEI 38: 1983, *Tensions normales de la CEI*.

CEI 865: 1986, *Calcul des effets des courants de court-circuit*.

CEI 909: 1988, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif*.

1.3 Application des facteurs

1.3.1 Facteurs de tension c

Les facteurs de tension $c_{\max}$ et $c_{\min}$ sont utilisés avec la source de tension équivalente au point de court-circuit pour calculer les courants de court-circuit initiaux, maximal et minimal (article 2.1).

SHORT-CIRCUIT CURRENT CALCULATION IN THREE-PHASE A.C. SYSTEMS

Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents in three-phase a.c. systems according to IEC 909

Section 1: General

1.1 Scope and object

This IEC Technical Report aims to show the origin and the application as far as necessary of the factors used to meet the demands of technical precision and simplicity when calculating short-circuit currents according to IEC 909.

Thus this technical report is an addition to IEC 909. It does not, however, change the basis for standardized calculation procedure given in that publication.

NOTE - References are given in some cases to offer additional help, not to change the procedure laid down in the standard.

1.2 Normative references

The following standards contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 909. At the time of publication, the editions indicated were valid. All standards are subject to revision, and parties to agreement based on this part of IEC 909 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the standards indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 38: 1983, *IEC standard voltages*.

IEC 865: 1986, *Calculation of the effects of short-circuit currents*.

IEC 909: 1988, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems*.

1.3 Application of the factors

1.3.1 Factors c

The factors $c_{\max}$ and $c_{\min}$ are used together with the equivalent voltage source at the short-circuit location in order to calculate maximum and minimum initial short-circuit currents. (clause 2.1)

1.3.2 Facteurs K

Les facteurs de correction d'impédance K_G et K_{PSU} sont utilisés pour calculer les impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production (article 2.2).

1.3.3 Facteur κ

Ce facteur permet de calculer la valeur de crête du courant de court-circuit (article 2.3).

1.3.4 Facteurs μ , λ et q

Ces facteurs sont utilisés pour calculer la décroissance des composantes alternatives du courant de court-circuit à proximité d'un alternateur (articles 2.4, 2.5 et 2.6).

1.3.5 Contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit initial.

Calcul et utilisation de l'équation appropriée pour vérifier la contribution des moteurs asynchrones ou des groupes de moteurs asynchrones au courant de court-circuit (article 2.7).

1.4 Symboles et indices

Les symboles et indices suivants sont utilisés en plus de ceux définis dans la CEI 909.

1.4.1 Symboles

E	Tension derrière la réactance synchrone longitudinale d'une machine synchrone, voir figure 16
E	Erreur
E'	Tension derrière la réactance transitoire longitudinale d'une machine synchrone, voir figure 16
E''_Q	Tension subtransitoire derrière l'impédance d'une branche de réseau connectée en Q
$E_0(I_f)$	Tension aux bornes d'une machine synchrone saturée à vide ($I_G = 0$) par rapport à I_f
I^b	Courant de branche (courant de charge) avant le court-circuit
I_f	Courant de champ d'une machine synchrone
I''_{kU^b}	Courant de court-circuit symétrique initial dû à la tension $-U^b$, pris en compte dans le calcul des courants de court-circuit par la méthode de superposition
p_G ou p_T	Valeurs réduites utilisées pour définir la zone de variation des tensions aux bornes, telles que par exemple $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$ ou $U_{THV} = U_{rTHV}(1 \pm p_T)$
T_{AC}	Constante de temps alternative d'un moteur asynchrone
T''_N	Valeur moyenne des constantes de temps T''_{dN} et T''_{qN}

1.3.2 Factors K

The impedance correction factors K_G and K_{PSU} are introduced when calculating the short-circuit impedances of generators and power-station units (clause 2.2).

1.3.3 Factor κ

The peak short-circuit current is calculated by using this factor (clause 2.3).

1.3.4 Factors μ , λ and q

Factors used when calculating the decay of the a.c. component of the short-circuit current of a near-to generator short-circuit (clauses 2.4, 2.5 and 2.6).

1.3.5 Contribution of asynchronous motors to the initial short-circuit current

Derivation and validity of relevant equations for checking the contribution of asynchronous motors or groups of asynchronous motors to the short-circuit current (clause 2.7).

1.4 Symbols, subscripts and superscripts

The following symbols, subscripts and superscripts are used in addition to those already defined in IEC 909.

1.4.1 Symbols

E	Voltage behind synchronous direct axis reactance of a synchronous machine, see figure 16
E	Error
E'	Voltage behind transient direct axis reactance of a synchronous machine, see figure 16
E''_Q	Subtransient voltage behind impedance of a network feeder connected at Q
$E_0(I_f)$	Terminal voltage of a saturated synchronous machine at no-load ($I_G = 0$) as a function of I_f
I^b	Branch current (load current) before the short circuit
I_f	Field current of a synchronous machine
I''_{kUb}	Initial symmetrical short-circuit current caused by the voltage $-U^b$, when calculating short-circuit currents using the superposition method
p_G or p_T	Relative values to define the region for the variation of terminal voltages, for instance $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ or $U_{THV} = U_{rTHV} (1 \pm p_T)$
T_{AC}	AC time constant of an asynchronous motor
T''_N	Mean value of the time constant T''_{dN} and T''_{qN}

$T_{\mu q}$	Constante de temps calculée à l'aide du produit $\mu \cdot q$ (2.6.2)
t_p	Temps écoulé entre l'apparition d'un court-circuit et la crête i_p du courant de court-circuit
U^b	Tension au point de court-circuit avant l'apparition du court-circuit
X_p	Réactance de Potier
Y	Admittance
γ	Angle d'impédance
Δ	Ecart
φ_U	Angle de tension

1.4.2 Indices inférieurs

0	A vide (T''_{d0})
A.C.	Courant alternatif
ad	Admissible
D.C.	Courant continu
d	Longitudinal (voir q)
IEC	Conformément à la CEI 909, par exemple $K_{PSU(IEC)}$
i	Interne
L	Charge
N	Réseau
q	Transversal (voir d)
S	Méthode de superposition (S)
t_r	Rapport de transformation constant ($t = t_r = \text{const}$; par exemple $K_{PSU(tr)}$)
t	Rapport de transformation ($t \neq t_r$).

1.4.3 Indices supérieurs

b	Avant
'	Transitoire

$T_{\mu q}$	Time constant calculated with the product $\mu \cdot q$ (2.6.2)
t_p	Time from the beginning of a short circuit until the peak short-circuit current i_p
U^b	Voltage at the short-circuit location before the short circuit
X_p	Potier reactance
Y	Admittance
γ	Impedance angle
Δ	Deviation
φ_U	Voltage angle

1.4.2 Subscripts

0	No load (T''_{d0})
A.C.	Alternating current
ad	Admissible
D.C.	Direct current
d	Direct axis (see q)
IEC	According to IEC 909, for example $K_{PSU(IEC)}$
i	Internal
L	Load
N	Network
q	Quadrature axis (see d)
S	Superposition method (S)
t_r	Constant transformation ratio ($t = t_r = \text{const}$; e.g. $K_{PSU(tr)}$)
t	Transformation ratio ($t \neq t_r$).

1.4.3 Superscripts

b	Before
'	Transient

Section 2: Facteurs utilisés dans la CEI 909

2.1 Facteur de tension c relatif à la source de tension équivalente au point de court-circuit

2.1.1 Généralités

L'amplitude d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé à courant alternatif (valeurs maximale et minimale) en n'importe quel point dépend en premier lieu de la configuration du réseau, des alternateurs ou des groupes de production et des moteurs en activité et, en second lieu, du fonctionnement du réseau avant l'apparition du court-circuit.

Les variations en cours de fonctionnement au sein d'un réseau triphasé à courant alternatif sont très importantes. C'est pourquoi il est difficile de connaître la condition de charge précise qui entraîne un courant de court-circuit maximal ou un courant de court-circuit minimal aux différents points du réseau. Dans un réseau donné il y aura autant d'amplitudes de courant de court-circuit différentes que de conditions de charge possibles pour chaque point. En temps normal, on ne connaît pas de façon empirique les cas de charge extrêmes.

C'est pourquoi la CEI 909 préconise une méthode de calcul utilisant une source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit. Cette méthode, décrite en détail à l'article 6 de la CEI 909, est une méthode d'approximation qui ne nécessite pas de conditions de fonctionnement particulières. Cette méthode a pour objet de permettre de calculer les courants de court-circuit maximaux avec une précision suffisante, en tenant compte essentiellement des conditions de sécurité et dans la mesure du possible des aspects économiques.

Lors de la phase d'étude d'un réseau on ne sait pas quelles seront les différentes conditions de charge possibles. C'est pourquoi, dans le calcul des courants de court-circuit maximal ou minimal, la valeur de la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ est basée sur la tension nominale du réseau U_n et sur le facteur de tension $c = c_{\max}$ ou $c = c_{\min}$. Ces facteurs sont donnés dans le tableau I de la CEI 909. Il est nécessaire d'introduire le facteur de tension c pour diverses raisons (CEI 909, 3.16):

- variations de la tension dans l'espace et dans le temps;
- changements de prises des transformateurs;
- non-prise en compte des charges et des capacités dans les calculs selon l'article 6 de la CEI 909, voir 2.1.3;
- comportement subtransitoire des alternateurs, des groupes de production (article 2.2) et des moteurs.

L'importance du facteur de tension c est illustrée en 2.1.4, pour un modèle de réseau radial simple. De plus, les résultats de calculs approfondis donnés en 2.2.6 montrent les écarts de calcul possibles lorsqu'on utilise une source de tension équivalente au point de court-circuit, par rapport aux valeurs les plus défavorables obtenues par la méthode de superposition.

2.1.2 Méthodes de calcul

Il existe, en principe, deux méthodes de calcul du courant de court-circuit symétrique initial au point de court-circuit (CEI 909, figures 1 et 2) qui sont:

Section 2: Factors used in IEC 909

2.1 Factor c for the equivalent voltage source at the short-circuit location

2.1.1 General

The magnitude of a short-circuit current in a three-phase a.c. system (maximum or minimum short-circuit currents) at any location depends primarily on the network configuration, the generators or power-station units and the motors in operation and secondarily on the operational state of the network before the short circuit occurs.

The variations during operation in a three-phase a.c. system are very large. Therefore it is difficult to find the special load flow condition that leads either to a maximum or to a minimum short-circuit current at the different locations of the system. In a given system there are as many different short-circuit current magnitudes as there are possible different load flow conditions for every location. Normally extreme load flow cases are not empirically known.

IEC 909 therefore recommends a calculation method with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location. This method, described in clause 6 of IEC 909, is an approximation method without special conditions of operation. The aim of this method is to find the maximum short-circuit currents with sufficient accuracy, mainly taking into account safety aspects and as far as possible economical aspects.

During the planning stage of a network, the different future load-flow conditions are unknown. Therefore the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ is based on the nominal system voltage U_n and the factor $c = c_{\max}$ or $c = c_{\min}$ for the calculation of the maximum or the minimum short-circuit currents. These factors are given in table I of IEC 909. The introduction of the factor c is necessary for various reasons (IEC 909, 3.16):

- voltage variation depending on time and place;
- changing of transformer taps;
- omitting loads and capacitances by calculations according to clause 6 of IEC 909, (2.1.3);
- the subtransient behaviour of generators, power-station units (clause 2.2) and motors.

The meaning of the factor c is illustrated for a simple model of a radial network in 2.1.4. Furthermore results of extended calculations given in 2.2.6 demonstrate the possible deviations of calculations with the equivalent voltage source at the short-circuit location against the worst case values found with a special procedure using the superposition method.

2.1.2 Calculation methods

In principle there are two methods for the calculation of the initial symmetrical short-circuit current at the short-circuit location (IEC 909, figures 1 and 2):

- la méthode de superposition, dérivée du principe de Helmholtz;
- la méthode faisant appel à une source de tension équivalente au point de court-circuit (2.1.3).

Si l'on connaît la charge d'un réseau existant, on peut calculer le courant de court-circuit symétrique initial à l'aide de la méthode de superposition.

Cette méthode permet d'obtenir le courant de court-circuit uniquement par rapport à la charge présumée. C'est pourquoi cette méthode ne permet pas nécessairement d'obtenir le courant de court-circuit maximal. La raison en est que pour un point de court-circuit donné, il peut y avoir autant de courants de court-circuit que de conditions de charge, dans les limites des conditions de tension et de courant définies pour un fonctionnement normal, même si l'on a la même tension de service au point de court-circuit.

Pour résoudre ce problème et obtenir le cas de charge le pire qui conduit au courant de court-circuit maximal en un point de court-circuit précis, une méthode spéciale a été mise au point en modifiant les conditions de fonctionnement [8]. Ce point est étudié plus en détail en 2.2.6.

2.1.3 Source de tension équivalente au point de court-circuit et facteur de tension c

La méthode de calcul du courant de court-circuit symétrique initial à l'aide de la source de tension équivalente au point de court-circuit est décrite à l'article 6 de la CEI 909. Cette méthode, qui repose normalement sur les données assignées du matériel électrique, est beaucoup plus simple que la méthode de superposition.

En utilisant cette méthode simplifiée, la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit est la seule tension active du réseau direct. Toutes les alimentations du réseau, les machines synchrones et les moteurs asynchrones sont mis en court-circuit derrière leurs réactances internes (subtransitoires) (CEI 909, 11.5.3). Les capacités et les admittances en dérivation (charges), à l'exception de celles des moteurs, ne sont pas prises en considération dans les systèmes direct et inverse (CEI 909, 8.3.2.5, 11.5.3.5 et article 13). D'une façon générale, les capacités du système homopolaire seront prises en considération. Les capacités homopolaires ne seront pas prises en considération dans les réseaux basse tension et haute tension effectivement reliés à la terre (facteur de défaut de mise à la terre $\delta \leq 1,4$). Des précautions particulières s'imposent dans le cas de réseaux haute tension ayant des lignes de grande distance et, naturellement, dans le cas des réseaux à neutre isolé ou à impédance de neutre accordée. (CEI 909, 8.3.1 et 11.4). La figure 3 de la CEI 909 montre un exemple d'application de ce calcul utilisant une source de tension équivalente au point de court-circuit F.

Le facteur $c_{\max}$ ou $c_{\min}$ est utilisé comme indiqué dans le tableau I de la CEI 909. En rapport avec ces facteurs $c_{\max}$ ou $c_{\min}$, il faut également tenir compte des valeurs des courants de court-circuit maximal ou minimal $I''_{kQ\max}$ ou $I''_{kQ\min}$, pour les réseaux d'alimentation (CEI 909, article 2 et paragraphe 12.2.3.1). Il convient également de tenir compte des conditions particulières dans le calcul de $I''_{k\min}$ (CEI 909, 9.3). Le fait d'introduire le facteur de tension c permet d'obtenir la valeur du courant de court-circuit, par exemple du courant de court-circuit maximal, la plus proche possible de la valeur réelle. On pourra également obtenir, grâce aux facteurs de correction d'impédance, (CEI 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 et 11.5.3.8) les valeurs réelles des courants de court-circuit partiels, même si l'on doit accepter, dans une certaine mesure, certains compromis, voir 2.2.6.

- the superposition method, derived from Helmholtz's principle;
- the method using the equivalent voltage source at the short-circuit location (2.1.3).

If a certain load flow in an existing network is known, then it is possible to calculate the initial symmetrical short-circuit current with the superposition method.

The superposition method gives the short-circuit current only related to the one load flow presupposed. Therefore this method does not necessarily lead to the maximum short-circuit current. The reason is that for one short-circuit location there are as many short-circuit currents as load flow conditions without exceeding the boundary conditions of voltages and currents during normal operation, even if the same operational voltage at the short-circuit location is given.

To overcome this problem and to find the worst case load flow that leads to the maximum short-circuit current at one short-circuit location a special method was developed by varying the operation conditions [8]. Further information is given in 2.2.6.

2.1.3 Equivalent voltage source at the short-circuit location and factor c

The procedure for the calculation of the initial symmetrical short-circuit current using the equivalent voltage source at the short-circuit location is described in clause 6 of IEC 909. This method, which is normally based only on the rated data of the electrical equipment, is an essential simplification compared to the superposition method.

Using this simplified procedure, the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location is the only active voltage in the positive-sequence system. All network feeders, synchronous machines and asynchronous motors are short circuited behind their internal (subtransient) reactances (IEC 909, 11.5.3). All the shunt capacitances and the shunt admittances (loads), except those of the motors, are to be omitted in the positive and negative-sequence system (IEC 909, 8.3.2.5, 11.5.3.5 and clause 13). Capacitances of the zero-sequence system are to be considered in general. The zero-sequence capacitances are to be omitted in low-voltage systems and in high voltage, effectively grounded systems (i.e. earth fault factor $\delta \leq 1,4$). Special considerations are necessary in high-voltage networks with long distance lines and, of course, in the case of isolated neutral or resonant grounded networks (IEC 909, 8.3.1 and 11.4). An example for the application of the calculation using the equivalent voltage source at the short-circuit location F is given in figure 3 of IEC 909.

The factor $c_{\max}$ or $c_{\min}$ is introduced according to table I of IEC 909. Corresponding to $c_{\max}$ or $c_{\min}$, the maximum or the minimum short-circuit current $I''_{kQ\max}$ or $I''_{kQ\min}$, must be introduced for the network feeders (IEC 909, clause 2 and subclause 12.2.3.1). Special conditions are to be considered when calculating $I''_{k\min}$ (IEC 909, 9.3). The introduction of the factor c aims to find a short-circuit current, for instance, a maximum short-circuit current, as near as possible to the real value. Using the impedance correction factors, (IEC 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 and 11.5.3.8) realistic values for the partial short-circuit currents are also obtained, even though compromises are necessary to a certain extent, see 2.2.6.

Le paragraphe suivant traite de la fiabilité de la méthode utilisant une source de tension équivalente au point de court-circuit et donne la relation de base qui existe entre les chutes de tension admissibles ou habituelles Δu et les écarts maximaux possibles $\Delta i''_k$, voir l'équation (13).

2.1.4 Exemple simple illustrant l'importance du facteur de tension c

L'exemple simple représenté à la figure 1 illustre l'importance fondamentale du facteur de tension c dans le cas d'un réseau radial non maillé, par exemple un réseau de distribution. Des exemples plus complexes ainsi que les résultats de calculs utilisés pour obtenir une cohérence entre les chutes de tension relatives Δu et le facteur de tension c sont donnés en [9,14]. D'autres remarques sur la relation qui existe entre les facteurs de correction d'impédance des alternateurs et des groupes de production et le facteur de tension c dans des réseaux maillés sont données en 2.2.6.

La figure 1b) représente le système direct du réseau donné comme modèle par la figure 1a). On suppose que la tension U_A au début de la ligne est constante. La charge de la consommation est concentrée et simulée par l'impédance en dérivation Z_C au point variable C entre les impédances de phase αZ_L et $(1-\alpha)Z_L$ avec $0 \leq \alpha \leq 1$.

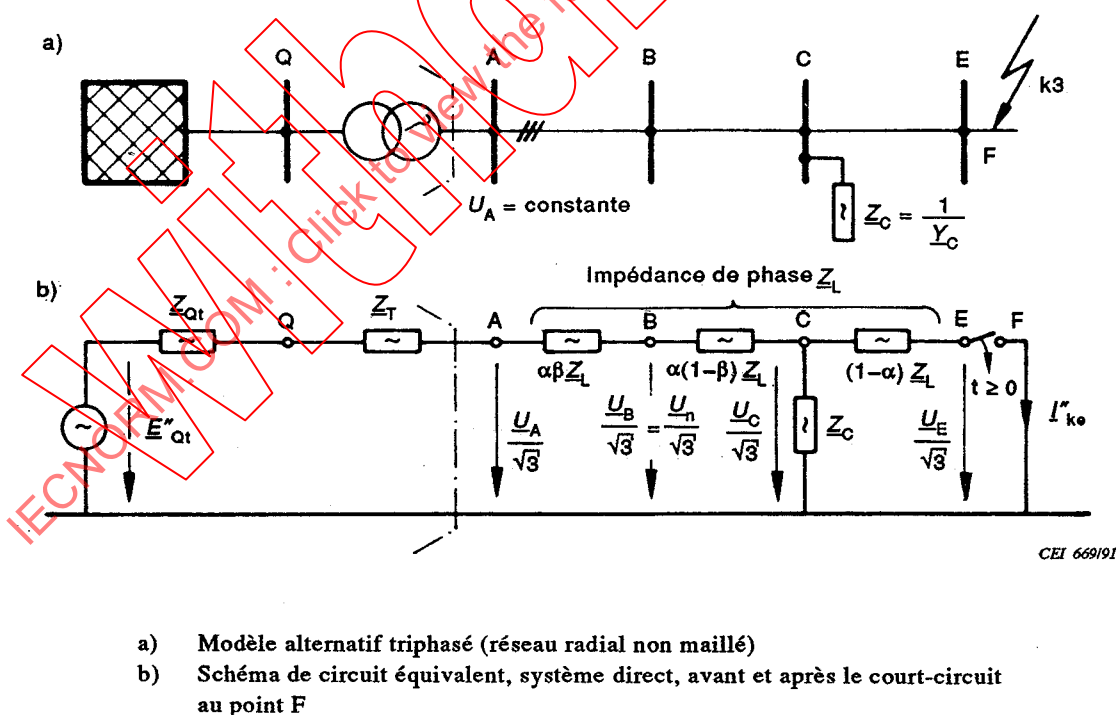


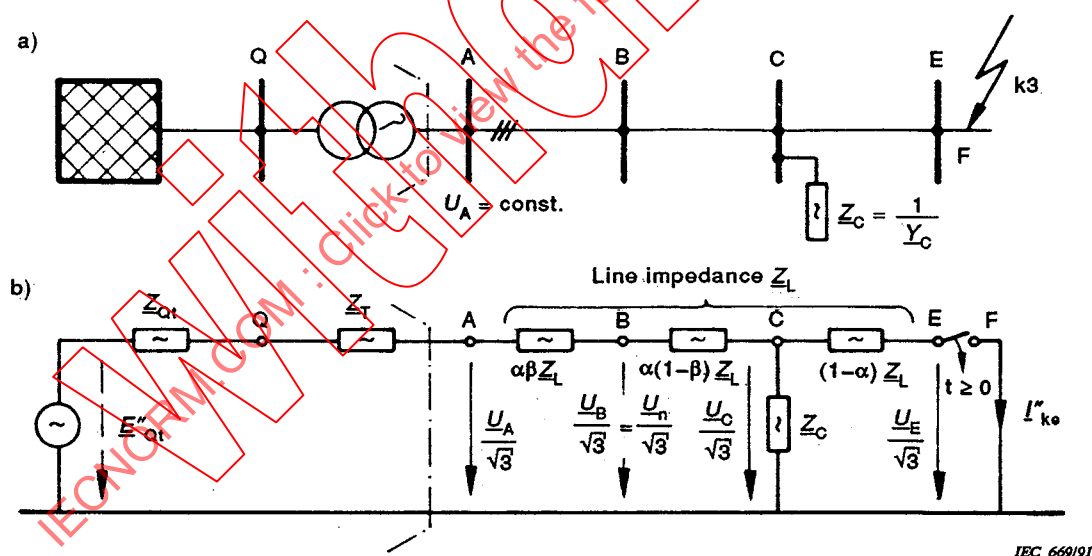
Figure 1 - Modèle pour établir la relation entre les chutes de tension Δu et l'écart du courant de court-circuit $\Delta i''_k$

The following subclause deals with the reliability of the method using the equivalent voltage source at the short-circuit location and gives the fundamental relation between the admissible or usual voltage drops Δu and the maximum possible deviations $\Delta i_k''$, see equation (13).

2.1.4 A simple model illustrating the meaning of factor c

The following simple model in figure 1 illustrates the fundamental meaning of the factor c in the case of a non-meshed radial network, for instance in a distribution network. Complex models and their calculation results used to find the coherence between the relative voltage drops Δu and the factor c are given in [9,14]. Further comments on the relation between the impedance correction factors of generators and power-station units and the factor c in meshed networks are described in 2.2.6.

The positive-sequence system of the model network of figure 1a) is given in figure 1b). It is presumed that the voltage U_A at the beginning of the line is constant. The consumer load is concentrated and simulated through the shunt impedance Z_C at the variable location C between the line impedances αZ_L and $(1-\alpha)Z_L$ with $0 \leq \alpha \leq 1$.



- a) Three phase a.c. model (radial non-meshed network)
- b) Equivalent circuit diagram, positive sequence system, before and after the short circuit at F

Figure 1 - Model for the calculation of the coherence between the voltage drop Δu and the short-circuit current deviation $\Delta i_k''$

On suppose que la tension U_B , au point variable B ($0 \leq \beta \leq 1$), est égale à la tension nominale du réseau, U_n .

Les relations suivantes doivent être utilisées:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} \right| - 1 \quad (1a)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} \right| - 1 \quad (1b)$$

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{I_{ka}''}{I_{ke}''} \right| - 1 \quad (2)$$

où:

a est l'indice d'approximation du courant de court-circuit;

e est l'indice de la valeur exacte du courant de court-circuit.

On peut résoudre les équations suivantes donnant la tension avant le court-circuit en considérant $U_A/\sqrt{3}$ comme une valeur constante:

$$U_A = U_B \frac{\alpha Z_L + Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (3)$$

$$U_C = U_B \frac{Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (4)$$

Avec $U_E/\sqrt{3} = U_C/\sqrt{3}$ avant le court-circuit ($t < 0$) et $U_B/\sqrt{3} = U_n/\sqrt{3}$, les chutes de tension relatives définies par l'équation (1) peuvent être exprimées de la façon suivante:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} \right| - 1 = \left| \frac{1 + \alpha Z_L Y_C}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} \right| - 1 \quad (5)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} \right| - 1 = \left| \frac{1}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} \right| - 1 \quad (6)$$

La valeur exacte du courant de court-circuit symétrique initial se calcule de la façon suivante:

$$I_{ke}'' = I_A \frac{Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C} \quad (7)$$

$$\text{avec } I_A = \frac{U_A}{\sqrt{3}} \frac{1}{\alpha Z_L + \frac{(1 - \alpha) Z_L Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C}} \quad (8)$$

It is assumed that at the variable location B ($0 \leq \beta \leq 1$) the voltage U_B is equal to the nominal system voltage U_n .

The following relations shall be used:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} - 1 \right| \quad (1a)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} - 1 \right| \quad (1b)$$

$$\Rightarrow \Delta u = \text{Max} \{ \Delta u_A, \Delta u_E \}$$

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{I_{ka}''}{I_{ke}''} - 1 \right| \quad (2)$$

where

a is the index for the approximation of the short-circuit current;

e is the index for the exact value of the short-circuit current.

The following equations can be derived giving the voltage condition before the short circuit, taking $U_A/\sqrt{3}$ as a constant value:

$$U_A = U_B \frac{\alpha Z_L + Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (3)$$

$$U_C = U_B \frac{Z_C}{\alpha (1 - \beta) Z_L + Z_C} \quad (4)$$

With $U_E/\sqrt{3} = U_C/\sqrt{3}$ before the short-circuit ($t < 0$) and $U_B/\sqrt{3} = U_n/\sqrt{3}$, the relative voltage drops of equation (1) can be expressed as follows:

$$\Delta u_A = \left| \frac{U_A}{U_B} - 1 \right| = \left| \frac{1 + \alpha Z_L Y_C}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} - 1 \right| \quad (5)$$

$$\Delta u_E = \left| \frac{U_E}{U_B} - 1 \right| = \left| \frac{1}{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C} - 1 \right| \quad (6)$$

The exact value of the initial symmetrical short-circuit current is calculated as follows:

$$I_{ke}'' = I_A \frac{Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C} \quad (7)$$

$$\text{with } I_A = \frac{U_A}{\sqrt{3}} \frac{1}{\alpha Z_L + \frac{(1 - \alpha) Z_L Z_C}{(1 - \alpha) Z_L + Z_C}} \quad (8)$$

Si l'on introduit la valeur I_A obtenue par l'équation (8) dans l'équation (7) et si l'on prend $Z_C = 1/Y_C$:

$$I''_{ke} = \frac{U_A}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha (1 - \alpha) Z_L Y_C} \quad (9)$$

On peut calculer l'approximation I''_{ka} avec $Z_C = \infty$ (ou $Y_C = 0$) et $U_n = U_B$ de la façon suivante, à partir de la figure 1b), en utilisant l'équation (3), mais sans le facteur de tension c :

$$I''_{ka} = \frac{U_B}{\sqrt{3} Z_L} = \frac{U_A}{\sqrt{3} Z_L} \cdot \frac{1 + \alpha (1 - \beta) Z_L Y_C}{1 + \alpha Z_L Y_C} \quad (10)$$

et donc:

$$\Delta i''_k = \left| \frac{I''_{ka}}{I''_{ke}} \right| - 1 = \left| \frac{[1 + \alpha(1 - \beta) Z_L Y_C] [1 + \alpha(1 - \alpha) Z_L Y_C]}{1 + \alpha Z_L Y_C} \right| - 1 \quad (11)$$

Le produit $Z_L Y_C$ peut s'écrire:

$$Z_L Y_C = Z_L e^{j\gamma} Y_C e^{-j\varphi} = Z_L Y_C e^{j(\gamma - \varphi)} = Z_L Y_C e^{j\eta} \quad (12)$$

$$\text{avec } Z_L = R_L + jX_L = Z_L e^{j\gamma} \quad \text{et} \quad Y_C = G - jB = Y_C e^{-j\varphi}$$

Introducing $\underline{I}_A$ from equation (8) to equation (7) and using $\underline{Z}_C = 1/\underline{Y}_C$:

$$\underline{I}_{ke}'' = \frac{\underline{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_L} \cdot \frac{1}{1 + \alpha (1 - \alpha) \underline{Z}_L \underline{Y}_C} \quad (9)$$

The approximation $\underline{I}_{ka}''$ with $\underline{Z}_C = \infty$ (or $\underline{Y}_C = 0$) and $U_n = U_B$ is found as follows from figure 1b) using equation (3), but without factor c :

$$\underline{I}_{ka}'' = \frac{\underline{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_L} = \frac{\underline{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_L} \cdot \frac{1 + \alpha (1 - \beta) \underline{Z}_L \underline{Y}_C}{1 + \alpha \underline{Z}_L \underline{Y}_C} \quad (10)$$

and therefore:

$$\Delta i_k'' = \left| \frac{\underline{I}_{ka}''}{\underline{I}_{ke}''} \right| - 1 = \left| \frac{[1 + \alpha(1 - \beta) \underline{Z}_L \underline{Y}_C] [1 + \alpha(1 - \alpha) \underline{Z}_L \underline{Y}_C]}{1 + \alpha \underline{Z}_L \underline{Y}_C} \right| - 1 \quad (11)$$

The product $\underline{Z}_L \underline{Y}_C$ can be written as:

$$\underline{Z}_L \underline{Y}_C = \underline{Z}_L e^{j\gamma} \underline{Y}_C e^{-j\varphi} = \underline{Z}_L \underline{Y}_C e^{j(\gamma - \varphi)} = \underline{Z}_L \underline{Y}_C e^{j\eta} \quad (12)$$

$$\text{with } \underline{Z}_L = R_L + jX_L = \underline{Z}_L e^{j\gamma} \quad \text{and} \quad \underline{Y}_C = G - jB = \underline{Y}_C e^{-j\varphi}$$

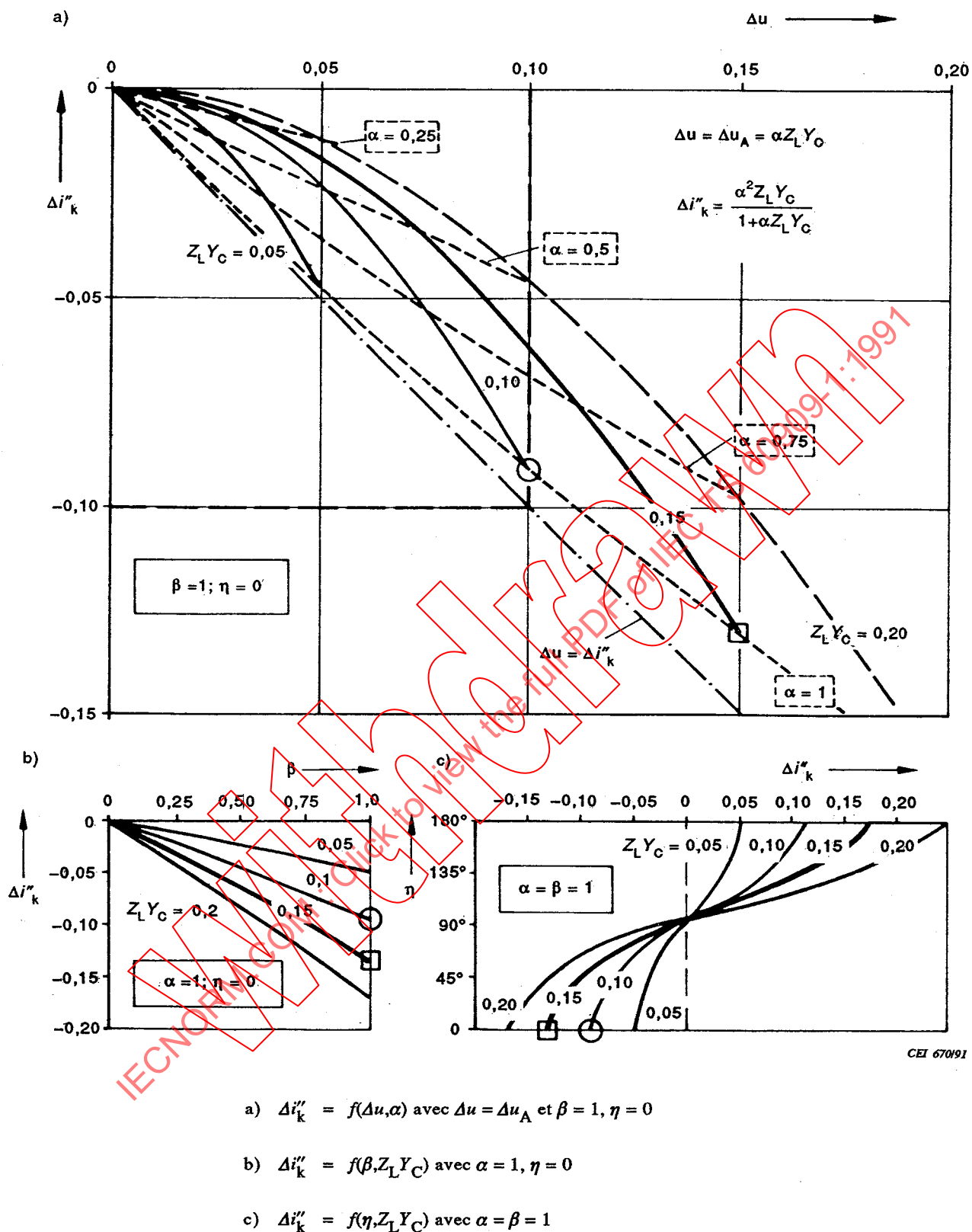
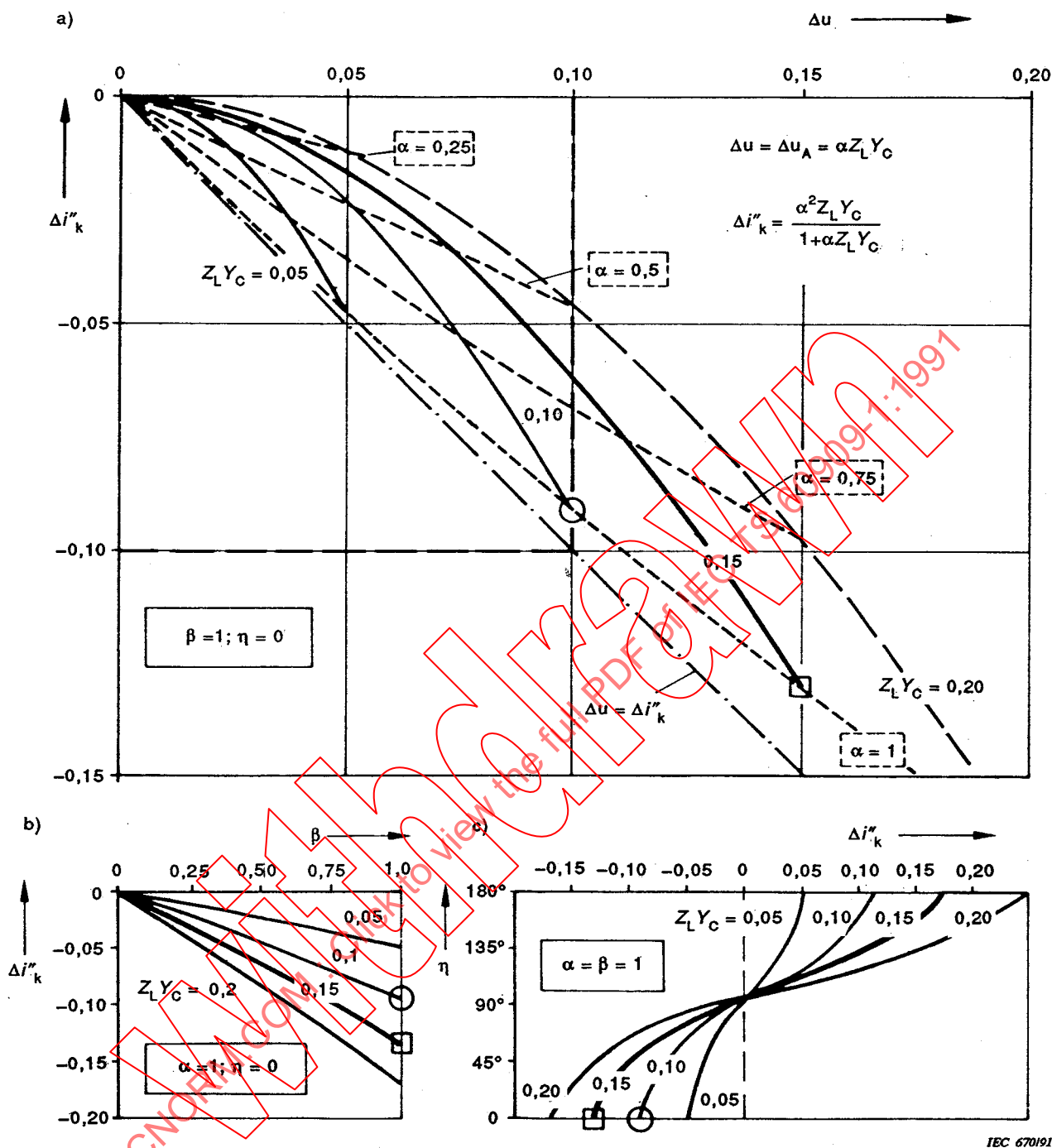


Figure 2 - Calcul de $\Delta i''_k$ selon l'équation (11) pour différents paramètres



a) $\Delta i''_k = f(\Delta u, \alpha)$ with $\Delta u = \Delta u_A$ et $\beta = 1, \eta = 0$

b) $\Delta i''_k = f(\beta, Z_L Y_C)$ with $\alpha = 1, \eta = 0$

c) $\Delta i''_k = f(\eta, Z_L Y_C)$ with $\alpha = \beta = 1$

Figure 2 - Calculation of $\Delta i''_k$ according to equation (11)
for different parameters

On peut déduire de la figure 2 les résultats suivants

- Les écarts négatifs maximaux $\Delta i''_k$ sont obtenus avec l'équation (11) pour $\alpha = \beta = 1$ et $\eta = 0$. La charge de la consommation $Z_C = 1/Y_C$ est placée à l'extrémité de la ligne ($\alpha = 1$). La tension aux bornes de la charge de la consommation est égale à U_n ($\beta = 1$; $\Delta u_E = 0$). L'angle du produit complexe $Z_L Y_C$ est égal à zéro ($\eta = 0$), la consommation est donc inductive.
- Les valeurs absolues des écarts négatifs $\Delta i''_k$ sont inférieurs aux chutes de tension relatives $\Delta u = \Delta u_A$:

$$|\Delta i''_k| < \Delta u \quad (13)$$

- L'équation suivante peut être définie pour les plus grands écarts négatifs possibles $\Delta i''_{kmax}$ à $\alpha = 1$ (voir figure 2), selon la baisse de tension $\Delta u_{ad} = \Delta u_A$ admissible (voir équation (5)):

$$\Delta i''_{kmax} = \frac{1}{1 + \Delta u_{ad}} - 1 \quad (14)$$

La ligne brisée ($\alpha = 1$) sur la figure 2a) correspond à cette équation.

De plus, on peut obtenir, à partir de la figure 2a), la relation suivante entre Δu_{ad} et le produit $Z_L Y_C$ ($\eta = 0$):

$$Z_L Y_C \leq \Delta u_{ad} \quad (15)$$

L'équation (14) s'applique aussi bien pour les valeurs positives Δu que pour les valeurs négatives, et l'on obtient par conséquent les conditions suivantes:

$\Delta u_{ad} = \pm 5 \%$	$-0,048 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,053$
$\Delta u_{ad} = \pm 10 \%$	$-0,091 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,111$
$\Delta u_{ad} = \pm 15 \%$	$-0,130 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,176$

Comme on peut le voir en [9], il s'agit là du cas le plus défavorable, y compris par rapport aux résultats obtenus pour des réseaux maillés et des transports à longue distance jusqu'à environ 400 km.

Le facteur $c = c_{max}$ (CEI 909, article 6 et tableau I) tient compte de ces résultats ($c_{max} = 1,1$ pour les réseaux moyenne et haute tensions et $c_{max} = 1,05$ pour les réseaux basse tension), si l'on considère que la tension la plus élevée, dans un réseau normal, ne diffère pas en moyenne de plus de + 5 % (BT) ou de + 10 % (HT) environ de la tension nominale U_n (CEI 38, tableau III, note 2: Dans un réseau normal de la série I (réseaux à 50 Hz ou 60 Hz), la tension la plus élevée et la tension la plus basse ne diffèrent pas de plus de $\pm 10 \%$ approximativement de la tension nominale du réseau. Dans un réseau normal de la série II (réseaux à 60 Hz - pratique nord-américaine) la tension la plus élevée ne diffère pas de plus de + 5 % et la tension la plus basse ne diffère pas de plus de -10 % de la tension nominale du réseau).

The following results can be derived from figure 2:

- The largest negative deviations $\Delta i''_k$ from equation (11) occur in the case $\alpha = \beta = 1$ and $\eta = 0$. The consumer load $Z_C = 1/Y_C$ is at the end of the line ($\alpha = 1$). The voltage at the consumer load is equal to U_n ($\beta = 1$; $\Delta u_E = 0$). The angle of the complex product $Z_L Y_C$ is equal to zero ($\eta = 0$), i.e. the consumer is inductive.
- The absolute values of the negative deviations $\Delta i''_k$ are smaller than the relative voltage drops $\Delta u = \Delta u_A$:

$$|\Delta i''_k| < \Delta u \quad (13)$$

- The following equation can be established for the largest possible negative deviations $\Delta i''_{kmax}$ at $\alpha = 1$ (see figure 2), depending on the admissible voltage drop $\Delta u_{ad} = \Delta u_A$ (see equation (5)):

$$\Delta i''_{kmax} = \frac{1}{1 + \Delta u_{ad}} - 1 \quad (14)$$

The broken line ($\alpha = 1$) in figure 2a) corresponds to this equation.

Furthermore, the following relation between Δu_{ad} and the product $Z_L Y_C$ ($\eta = 0$) can be derived from figure 2a):

$$Z_L Y_C \leq \Delta u_{ad} \quad (15)$$

Equation (14) is valid for positive values Δu as well as for negative values, consequently the following conditions are found:

$$\Delta u_{ad} = \pm 5 \% : -0,048 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,053$$

$$\Delta u_{ad} = \pm 10 \% : -0,091 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,111$$

$$\Delta u_{ad} = \pm 15 \% : -0,130 \leq \Delta i''_{kmax} \leq 0,176$$

It can be shown [9] that this is also the most unfavourable case, even in comparison with results of meshed networks and long distance transmissions up to about 400 km.

The factor $c = c_{max}$ (IEC 909, clause 6 and table I) takes into account these results ($c_{max} = 1,1$ for medium and high-voltage networks and $c_{max} = 1,05$ for low-voltage networks), considering that the highest voltage in a normal system does not differ, on average, by more than +5 % (LV) or +10 % (HV) approximately from the nominal voltage U_n (IEC 38, table III note 2). In a normal system of Series I (50 Hz or 60 Hz systems), the highest voltage and the lowest voltage do not differ by more than approximately ± 10 % from the nominal voltage of the system. In a normal system of Series II (60 Hz systems - North American practice), the highest voltage does not differ by more than +5 % and the lowest voltage by more than -10 % from the nominal voltage of the system.)

Certaines conditions particulières peuvent se présenter, notamment dans le cas d'alternateurs et de groupes de production ayant des valeurs x_d'' et u_k élevées, qui entraînent des baisses de tension supérieures à 10 %. C'est pourquoi, on utilise des facteurs de correction d'impédance (voir article 2.2) dans le calcul des impédances de court-circuit de ce matériel électrique (CEI 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 et 11.5.3.8).

La baisse de tension relative des transformateurs de réseau est normalement inférieure à 10 %, même si la tension de court-circuit u_{kr} atteint des valeurs allant jusqu'à 20 %. Pour les transformateurs équipés d'un changeur de prises, il suffit donc, en général, de déterminer l'impédance de court-circuit Z_T pour la position principale (CEI 909, 8.3.2.2, note).

2.2 Facteurs de correction d'impédance K (K_G , K_{PSU}) utilisés pour le calcul des impédances de court-circuit des alternateurs et des groupes de production

2.2.1 Généralités

L'un des plus importants critères pour déterminer les caractéristiques assignées d'un matériel électrique est le courant de court-circuit maximal ainsi que, dans de nombreux cas, le courant de court-circuit partiel maximal. Il convient d'introduire les facteurs de correction d'impédance K_G (2.2.2) pour les alternateurs et K_{PSU} (2.2.3) pour les groupes de production en plus du facteur de tension c_{max} , en particulier si les réactances subtransitoires x_d'' des alternateurs sont élevées et si le rapport de transformation des transformateurs de groupe (équipés ou non d'un changeur de prises) est différent du rapport des tensions en service des réseaux de part et d'autre du transformateur. Les facteurs de correction K_G et K_{PSU} sont donnés dans la CEI 909, 11.5.3.6 et 11.5.3.8. En ce qui concerne le facteur K_{PSU} une note supplémentaire attire l'attention de l'utilisateur sur les conditions préalables nécessaires (2.2.3).

Il y a lieu de tenir compte de certaines précautions particulières et d'utiliser des facteurs de correction d'impédance dans le calcul du courant de court-circuit et du courant de court-circuit partiel dus à un court-circuit entre l'alternateur et le transformateur du groupe. Normalement ces calculs ne sont effectués qu'une seule fois, lors de la construction de la centrale.

Les facteurs de correction d'impédance donnés en 11.5.3.6 et 11.5.3.8 de la CEI 909 correspondent aux courants de court-circuit partiels maximaux ($c = c_{max}$). Le facteur c_{max} doit être pris dans le tableau I de la CEI 909, en fonction des tensions U_{rG} lorsqu'on utilise l'équation (22) et de la tension U_{nQ} coté haute tension du transformateur du groupe lorsqu'on utilise les équations (32) et (36). Des calculs complémentaires portant sur les réseaux maillés ont montré que ces facteurs de correction peuvent également être utilisés dans le calcul des courants de court-circuit à des points différents (2.2.6).

Des précautions particulières sont nécessaires en ce qui concerne les facteurs de correction, lorsqu'on calcule les courants de court-circuit minimaux, car il faut connaître les conditions limites précises des différents groupes de production. Ces conditions sont données, par exemple, par la limite maximale de fonctionnement en sous-excité, la puissance active minimale des centrales thermiques sur un fonctionnement à long terme ou de la puissance réactive maximale (surexcitée ou sous-excité) des groupes des stations d'hydro-pompage ainsi que des dispositifs spéciaux destinés à limiter l'angle de couple. De plus, on doit attirer l'attention sur le fait que même dans des conditions de charge peu élevée du réseau, le nombre de groupes de production fonctionnant avec

Special conditions may occur in the case of generators and power-station units with high values of x_d'' and u_k which lead to voltage drops greater than 10 %. Therefore impedance correction factors (see clause 2.2) are given for the calculation of the short-circuit impedances of this electrical equipment (IEC 909, 11.5.3.6, 11.5.3.7 and 11.5.3.8).

The relative voltage drop of network transformers is normally smaller than 10 %, even if the short-circuit voltage u_{kr} reaches values up to 20 %. Therefore it is in general sufficient also for transformers with tap-changer to determine the short-circuit impedance Z_T for the main position (IEC 909, 8.3.2.2, note).

2.2 Impedance correction factors K (K_G , K_{PSU}) when calculating the short-circuit impedances of generators and power-station units

2.2.1 General

One of the main criteria for the rating of electrical equipment is the maximum short-circuit current and in many cases the maximum partial short-circuit current, too. It is necessary to introduce impedance-correction factors K_G (2.2.2) for generators and K_{PSU} (2.2.3) for power-station units in addition to the factor c_{max} especially if the subtransient reactances x_d'' of generators are high and the transformation ratio of the unit transformers (with or without a tap changer) is different from the ratio of the system voltages during operation on both sides of the transformer. The correction factors K_G and K_{PSU} are given in IEC 909, 11.5.3.6 and 11.5.3.8. In the case of K_{PSU} an additional note is given which draws attention to the special conditions applying (2.2.3).

Special considerations and impedance-correction factors are necessary for the calculation of the short-circuit current and the partial short-circuit current in the case of a short circuit between generator and transformer of a power station unit. Normally these calculations are made only once during the construction of the power station.

The impedance correction factors given in 11.5.3.6 and 11.5.3.8 of IEC 909 are derived for the maximum partial short-circuit currents ($c = c_{max}$). The factors c_{max} should be taken from table I of IEC 909 in accordance with the voltages U_{rG} when using equation (22), in accordance with the voltage U_{nQ} at the high-voltage side of the unit transformer when using the equations (32) and (36). Additional calculations in meshed networks have shown that these correction factors are also adequate when calculating short-circuit currents at different locations (2.2.6).

Special considerations are necessary for the correction factors when calculating minimum short-circuit currents, because the special boundary conditions for the different power station units must be known. These conditions, for instance, are given by the maximum extent of underexcited operation, the minimum active power of thermal power stations during long term operation or the maximum reactive power (overexcited or underexcited) of units in hydro-pumping stations as well as by special devices for the limitation of the torque angle. Furthermore, attention shall be given to the fact that even during low load conditions in a network, the number of power-station units operating with partial load or within the underexcited

une charge partielle ou dans la zone sous-excité est généralement négligée. On peut donc obtenir une estimation approximative des courants de court-circuit à l'aide des indications données en 9.3 et 12.4 de la CEI 909 et des facteurs de correction d'impédance donnés pour les alternateurs et groupes de production, même si l'on obtient ceux-ci à partir de calculs pour le cas du fonctionnement assigné.

2.2.2 Facteur de correction K_G

On utilise le facteur de correction d'impédance K_G pour calculer l'impédance $Z_G = R_G + jX_d''$ d'un alternateur directement raccordé à un réseau basse ou moyenne tension (sans transformateur de groupe) comme le montre la figure 3 (CEI 909, 11.5.3.6 et 12.4).

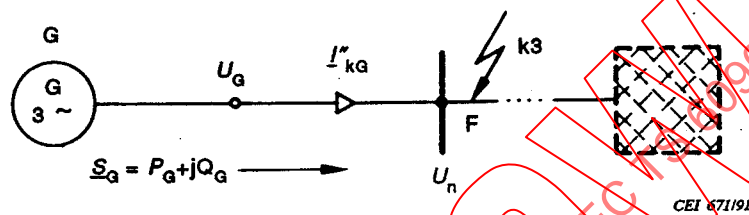
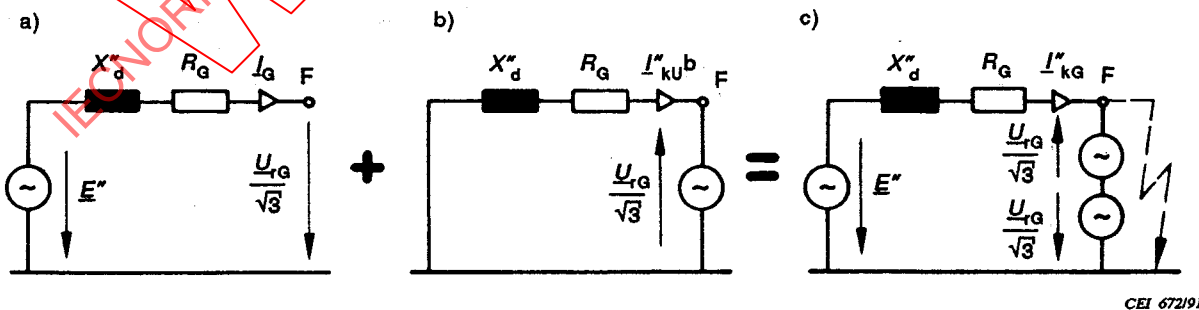


Figure 3 - Courant de court-circuit partiel I''_{kG} d'un alternateur raccordé directement à un réseau

Le facteur de correction d'impédance K_G se calcule à partir d'un diagramme de phase dans des conditions de fonctionnement normal en surexcitation de l'alternateur, en tenant compte de la réactance subtransitoire X_d'' et de la tension interne subtransitoire E'' .

La figure 4a) représente le schéma du circuit équivalent (système direct) d'un turbo-alternateur. La tension U_G aux bornes de l'alternateur est contrôlée et donc constante avant le court-circuit. Normalement on peut appliquer l'équation $U_G = U_{rG} = 1,05 U_n$. Dans certains cas particuliers, la valeur de référence peut varier de la façon suivante: $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$.

La figure 4 indique la procédure de calcul du courant de court-circuit partiel I''_{kG} par la méthode de superposition.



- Conditions de fonctionnement normales avec une tension contrôlée $U_G = U_{rG}$
- Introduction de la tension avant le court-circuit $U_{rG}/\sqrt{3}$ au point de court-circuit, dans le sens opposé
- Superposition des circuits des figures a) et b) pour déterminer $I''_{kG} = I_G + I''_{kUb}$

Figure 4 - Calcul de I''_{kG} par la méthode de superposition

region is usually minimised. Therefore a rough estimation for minimum short-circuit currents may be found using the instructions given in 9.3 and 12.4 of IEC 909 and using the given impedance-correction factors for generators and power-station units, even though these are found from calculations for the case of rated operation.

2.2.2 Correction factor K_G

The impedance correction factor K_G is used for the impedance $Z_G = R_G + jX''_d$ of a generator directly connected to a low or a medium-voltage network (without unit transformer) as shown in figure 3 (IEC 909, 11.5.3.6 and 12.4).

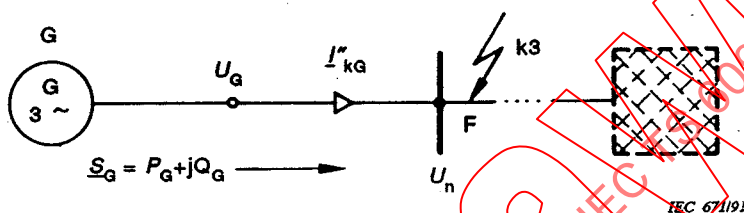
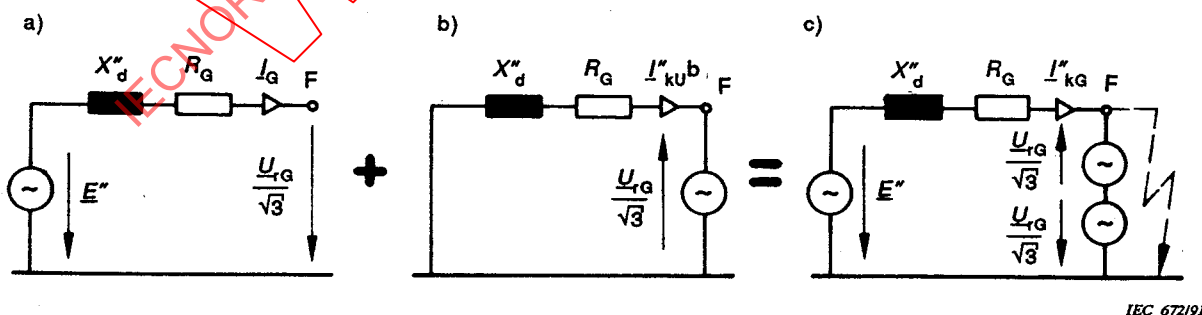


Figure 3 - Partial short-circuit current I''_{kG} of a generator directly connected to a network

The impedance correction factor K_G is derived from a phasor diagram for normal over-excited operation of the generator taking into account the subtransient reactance X''_d and the subtransient internal voltage E'' .

Figure 4a) gives the equivalent circuit diagram (positive-sequence system) of a turbine generator. The terminal voltage U_G of the generator is controlled and therefore constant during operation before the short circuit. Normally $U_G = U_{rG} = 1,05 U_n$ is valid. In special cases the setpoint may vary: $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$.

Figure 4 describes the procedure for the calculation of the partial short-circuit current I''_{kG} using the superposition method.



- Normal operation conditions with controlled voltage $U_G = U_{rG}$
- Introducing the pre short-circuit voltage $\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}}$ in the opposite direction at the short-circuit location
- Superposition of the circuit in the figures a) and b) to determine $I''_{kG} = I_G + I''_{kUb}$

Figure 4 - Calculation of I''_{kG} using the superposition method

Les courants I_G et I''_{kUb} sont obtenus à partir des figures 4a) et 4b) pour une tension $U_G = U_{rG}$, à l'aide des équations suivantes:

$$I_G = \frac{E'' - U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} \quad (16)$$

$$I''_{kUb} = \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} \quad (17)$$

L'indice U^b indique que l'on obtient le courant I''_{kUb} en introduisant la tension $U_{rG}/\sqrt{3}$ avant le court-circuit, dans le sens opposé.

Comme le montre la figure 4c), on obtient, par superposition, l'équation suivante qui donne le courant de court-circuit partiel I''_{kG} :

$$I''_{kG} = I_G + I''_{kUb} = \frac{E'' - U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} + \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} = \frac{E''}{R_G + jX''_d} \quad (18)$$

D'autre part, si l'on utilise la méthode de la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit, on obtient l'équation suivante pour le calcul du courant de court-circuit I''_{kG} :

$$I''_{kG} = \frac{E''}{R_G + jX''_d} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(R_G + jX''_d) K_G} \quad (19)$$

Si l'on prend $E'' = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G Z_G = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G) \cdot (R_G + jX''_d)$, on obtient le facteur de correction d'impédance K_G suivant:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}} (R_G \cos \varphi_G + X''_d \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}} (X''_d \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \quad (20)$$

Si la valeur de R_G est très petite par rapport à X''_d ($R_G \ll X''_d$) on peut alors avoir l'approximation suivante:

$$K_G \approx \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + (I_G/I_{rG}) x''_d \sin \varphi_G} \quad (21)$$

La valeur réduite (par unité - p.u.) de la réactance subtransitoire est introduite par les équations $x''_d = X''_d / Z_{rG}$ et $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ (CEI 909, 3.22, note).

The currents I_G and I''_{kUb} are derived from figures 4a) and 4b) at $U_G = U_{rG}$ as follows:

$$I_G = \frac{\underline{E}'' - U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} \quad (16)$$

$$I''_{kUb} = \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} \quad (17)$$

The index U^b indicates that the current I''_{kUb} is found when introducing the voltage $U_{rG}/\sqrt{3}$ before the short circuit in the opposite direction.

The superposition according to figure 4c) leads to the partial short-circuit current I''_{kG} :

$$I''_{kG} = I_G + I''_{kUb} = \frac{\underline{E}'' - U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} + \frac{U_{rG}/\sqrt{3}}{R_G + jX''_d} = \frac{\underline{E}''}{R_G + jX''_d} \quad (18)$$

On the other hand, when applying the method using the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location, the following equation for the calculation of the short-circuit current I''_{kG} is found:

$$I''_{kG} = \frac{\underline{E}''}{R_G + jX''_d} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(R_G + jX''_d) K_G} \quad (19)$$

Taking $\underline{E}'' = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G Z_G = U_{rG}/\sqrt{3} + I_G (\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G) \cdot (R_G + jX''_d)$, the impedance-correction factor K_G is found:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}} (R_G \cos \varphi_G + X''_d \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_{rG}} (X''_d \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \quad (20)$$

If R_G is very small compared to X''_d ($R_G \ll X''_d$) the following approximation can be applied:

$$K_G \approx \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c}{1 + (I_G/I_{rG}) X''_d \sin \varphi_G} \quad (21)$$

The p.u. value of the subtransient reactance is introduced with $x''_d = X''_d / Z_{rG}$ and $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$ (IEC 909, 3.22, note).

On obtient le courant de court-circuit maximal I''_{kG} si le dénominateur sous c dans l'équation (21) atteint la valeur maximale. Ceci est normalement le cas au point de fonctionnement assigné (S_{rG} , U_{rG} , $\cos \varphi_{rG}$), ou aux environs de celui-ci, si l'on exclut tout fonctionnement en surexcitation extrême avec $Q > Q_r$. Il semble donc correct de prendre $I_G = I_{rG}$ et $\sin \varphi_G = \sin \varphi_{rG}$.

Si l'on introduit $c = c_{\max}$ (CEI 909, tableau I) l'approximation de l'équation (21) prend alors la forme suivante (CEI 909, équation (36)):

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x''_d \sin \varphi_{rG}} \quad (22)$$

Exemple: $S_{rG} = 10$ MVA; $U_{rG} = 10,5$ kV; $\cos \varphi_{rG} = 0,8$; $x''_d = 0,12$

L'alternateur alimente un réseau à une tension nominale $U_n = 10$ kV (voir figure 3).

Le calcul du courant de court-circuit partiel maximal selon l'équation (19) en prenant la valeur de K_G obtenue par l'équation (22) et $c = c_{\max} = 1,1$ (CEI 909, tableau I) donne $I''_{kG} = 4,900$ kA.

La valeur obtenue avec la méthode de superposition est: $I''_{kG(s)} = (0,759 - j 4,889)$ kA; $I''_{kG(s)} = 4,948$ kA. L'approximation de I''_{kG} est inférieure d'environ 1 % à la valeur $I''_{kG(s)}$.

Si la tension aux bornes de l'alternateur est différente de U_{rG} , il peut être alors nécessaire d'introduire l'équation $U_G = U_{rG} (1 \pm p_G)$ au lieu de U_{rG} dans les équations (20), (21) et (22). On obtiendra alors le courant de court-circuit maximal I''_{kG} si la tension U_G atteint la limite supérieure $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$.

2.2.3 Facteur de correction K_{PSU}

Pour déterminer le facteur de correction d'impédance K_{PSU} (CEI 909, 11.5.3.8) des groupes de production, comme indiqué à la figure 5, il convient de tenir compte des points suivants:

- Le transformateur du groupe, selon les conditions nationales ou la configuration du réseau, soit est équipé d'un changeur de prises, soit a un rapport de transformation proportionnellement supérieur $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV} > U_{nQ}/U_{rG}$. Dans certains cas on utilise même une combinaison de ces deux dispositions pour évacuer la puissance active et réactive du groupe de production par une longue ligne de transport jusqu'au réseau.
- La tension assignée de l'alternateur peut être différente de celle du côté basse tension du transformateur du groupe ($U_{rG} \neq U_{rTLV}$) et la puissance apparente assignée de l'alternateur peut également être différente de celle du transformateur ($S_{rG} \neq S_{rT}$).

The maximum short-circuit current I''_{kG} is found if the denominator of the second part of the right side of equation (21) reaches the maximum. Normally this will be the case at the point of rated operation (S_{rG} , U_{rG} , $\cos \varphi_{rG}$), or in its vicinity if the extreme overexcited operation with $Q > Q_r$ is excluded. Thus it seems acceptable to choose $I_G = I_{rG}$ and $\sin \varphi_G = \sin \varphi_{rG}$.

By introducing $c = c_{\max}$ (IEC 909, table I) the approximation of equation (21) then assumes the following form (IEC 909, equation (36)):

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x''_d \sin \varphi_{rG}} \quad (22)$$

Example: $S_{rG} = 10$ MVA; $U_{rG} = 10,5$ kV; $\cos \varphi_{rG} = 0,8$; $x''_d = 0,12$

The generator feeds a system with the nominal voltage $U_n = 10$ kV (see figure 3).

The calculation of the maximum partial short-circuit current according to equation (19) with K_G found from equation (22) and $c = c_{\max} = 1,1$ (IEC 909, table I) leads to $I''_{kG} = 4,900$ kA.

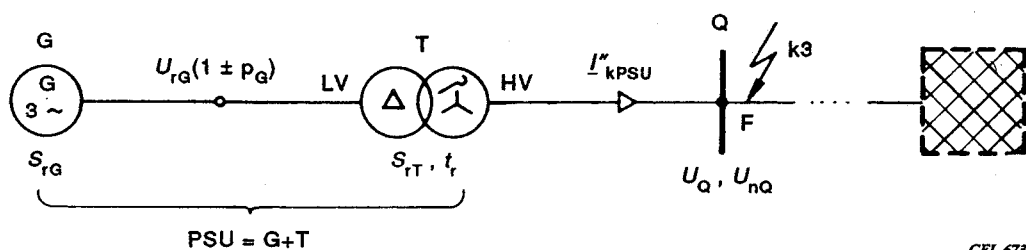
The value calculated with the superposition method is $I''_{kG(S)} = (0,759 - j 4,889)$ kA; $I''_{kG(S)} = 4,948$ kA. The approximation for I''_{kG} is about 1 % smaller than the value $I''_{kG(S)}$.

If the terminal voltage of the generator is different from U_{rG} , then it may be necessary to introduce $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$ instead of U_{rG} to the equations (20), (21) and (22). Then the maximum short-circuit current I''_{kG} is found, when the voltage U_G reaches the upper limit $U_G = U_{rG}(1 + p_G)$.

2.2.3 Correction factor K_{PSU}

The determination of the impedance correction factor K_{PSU} (IEC 909, 11.5.3.8) for power-station units according to figure 5 requires special considerations where:

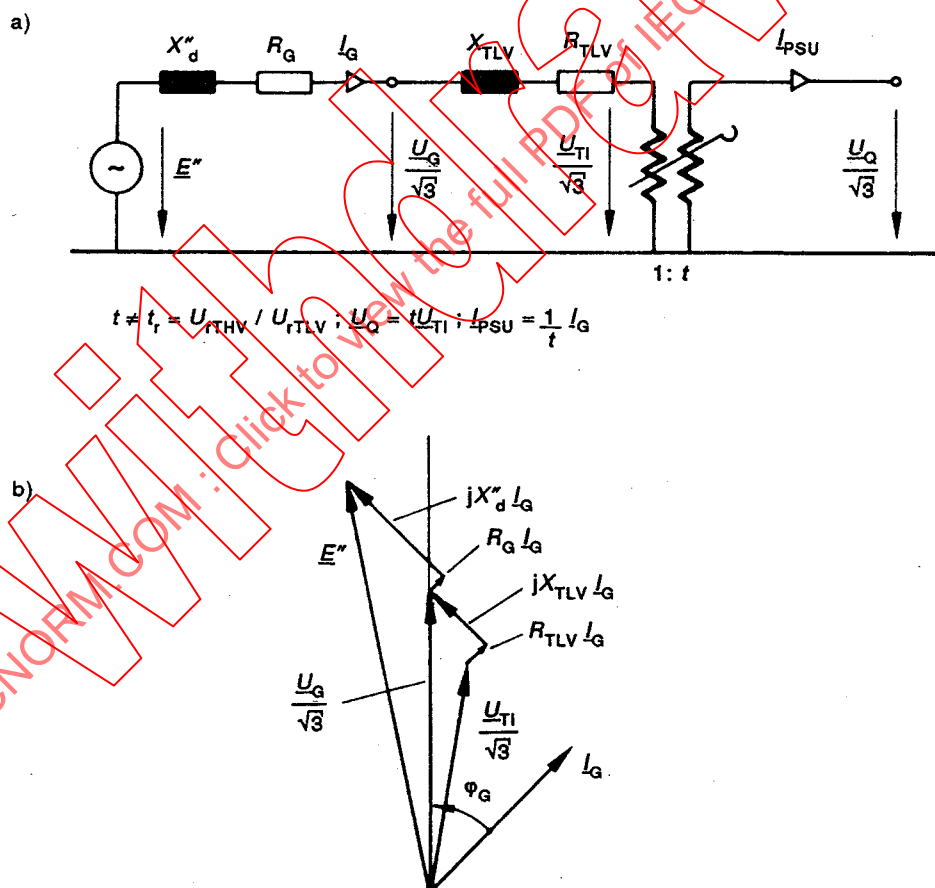
- The unit transformer, depending on national conditions or network configurations, is equipped either with a tap changer or with a correspondingly higher transformation ratio $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV} > U_{nQ}/U_{rG}$. In some cases even a combination of these two measures is used in order to deliver active and reactive power of the power-station unit via a long transmission line to the network.
- The rated voltages of the generator and the low-voltage side of the unit transformer may be different ($U_{rG} \neq U_{rTLV}$) and the rated apparent powers of generator and transformer may also differ ($S_{rG} \neq S_{rT}$).



CEI 673/91

Figure 5 - Courant de court-circuit symétrique partiel I''_{kPSU} , coté haute tension du transformateur d'un groupe de production (PSU)

Si l'on se base sur la simulation d'un groupe de production, indiquée à la figure 6, le facteur de correction K_{PSU} sera d'abord déterminé pour le cas d'un transformateur équipé d'un changeur de prises. Des précautions particulières concernant le cas où le transformateur n'est pas équipé d'un changeur de prises en charge, sont indiquées en 2.2.5.



CEI 674/91

- a) Schéma du circuit équivalent avec E'' , $Z_G = R_G + jX''_d$ et $Z_{TLV} = R_{TLV} + jX_{TLV}$ (système direct)
- b) Diagramme de phase en cas de fonctionnement en surexcitation

Figure 6 - Simulation d'un groupe de production (PSU)

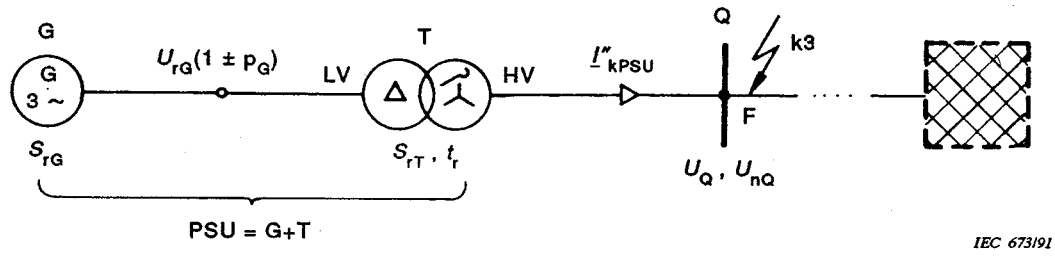
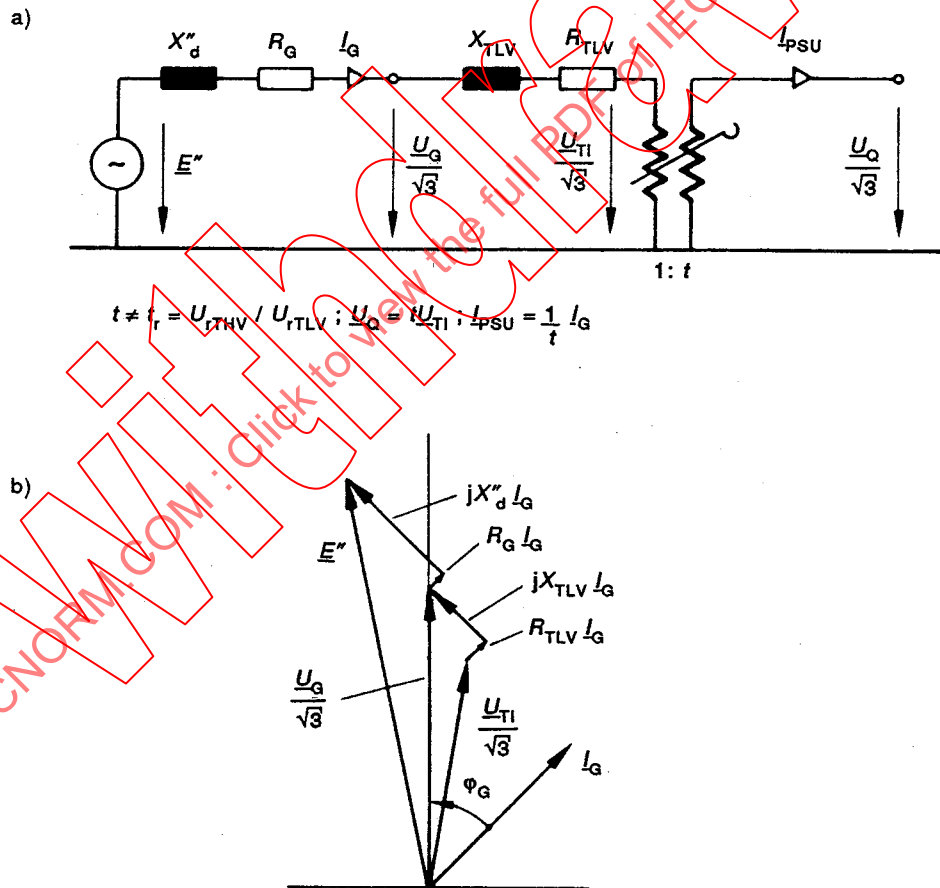


Figure 5 - Partial symmetrical short-circuit current I''_{kPSU} at the high voltage side of the unit transformer of a power station unit (PSU)

Based on the simulation of a power station unit, as shown in figure 6, the correction factor K_{PSU} will first be derived for the case of a tap changer in the unit transformer. Special consideration is given in 2.2.5 to the case where the unit transformer has no on-load tap changer.



- Equivalent circuit diagram with E'' , $Z_G = R_G + jX''_d$ and $Z_{TLV} = R_{TLV} + jX_{TLV}$ in the positive sequence system
- Phasor diagram for overexcited operation

Figure 6 - Simulation of a power station unit (PSU)

n peut, avec la méthode de superposition, calculer (comme à la figure 4) aussi bien I_{PSU} (figure 6) que $I''_{\text{kPSU,U}^b}$. Pour obtenir $I''_{\text{kPSU,U}^b}$ il suffit d'introduire $\underline{U}_Q/\sqrt{3}$ au point de court-circuit, en sens opposé, et de prendre $\underline{E}'' = 0$.

$$I_{\text{PSU}} = \frac{1}{t} \cdot I_G = \frac{1}{t} \cdot \frac{\underline{E}'' - \underline{U}_{\text{Ti}}/\sqrt{3}}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}}} \quad (23)$$

$$I''_{\text{kPSU,U}^b} = \frac{\underline{U}_Q/\sqrt{3}}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}})} \quad (24)$$

avec $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}} = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$.

Le courant de court-circuit partiel I''_{kPSU} , côté haute tension du transformateur du groupe se calcule de la façon suivante:

$$I''_{\text{kPSU}} = I_{\text{PSU}} + I''_{\text{kPSU,U}^b} = \frac{1}{t} \cdot \frac{\underline{E}''}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}}} + \frac{1}{t} \cdot \frac{t_r^2 \underline{E}''}{t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T} \quad (25)$$

avec $\underline{Z}_T = \underline{Z}_{\text{THV}} = t_r^2 \underline{Z}_{\text{TLV}}$

Si l'on ne connaît pas la charge du réseau, on ne peut connaître ni la tension $\underline{U}_Q$ ni le rapport de transformation $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$ du transformateur avec changeur de prises ($t \neq t_r = \underline{U}_{\text{rTHV}}/\underline{U}_{\text{rTLV}}$). On calcule la tension interne $\underline{E}''$ à partir de la figure 6b) en fonction de $\underline{U}_G$ ($\underline{U}_G/\sqrt{3} = \underline{U}_G/\sqrt{3}$) et du courant $\underline{I}_G = I_G(\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$ avant le court-circuit, à l'aide de l'équation suivante:

$$\underline{E}'' = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} + \underline{I}_G \underline{Z}_G = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 + \frac{\sqrt{3} \underline{I}_G}{\underline{U}_G} (R_G \cos \varphi_G + X'_d \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3} \underline{I}_G}{\underline{U}_G} (X'_d \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G) \right] \quad (26)$$

On peut remplacer le rapport de transformation par $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$, en prenant la valeur de $\underline{U}_{\text{Ti}}$ obtenue à partir du diagramme de phase représenté à la figure 6b):

$$\begin{aligned} \frac{\underline{U}_{\text{Ti}}}{\sqrt{3}} &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} - \underline{I}_G \underline{Z}_{\text{TLV}} = \\ &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 - \frac{\sqrt{3} \underline{I}_G}{\underline{U}_G} (R_{\text{TLV}} \cos \varphi_G + X_{\text{TLV}} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3} \underline{I}_G}{\underline{U}_G} (X_{\text{TLV}} \cos \varphi_G - R_{\text{TLV}} \sin \varphi_G) \right] \quad (27) \end{aligned}$$

Using the superposition method (similar to figure 4), both the current I_{PSU} (figure 6) and $I''_{\text{kPSU,U}^b}$ can be found. $I''_{\text{kPSU,U}^b}$ is found by the introduction of $\underline{U}_Q/\sqrt{3}$ in the opposite direction at the short-circuit location and $\underline{E}'' = 0$.

$$I_{\text{PSU}} = \frac{1}{t} \cdot I_G = \frac{1}{t} \cdot \frac{\underline{E}'' - \underline{U}_{\text{Ti}}/\sqrt{3}}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}}} \quad (23)$$

$$I''_{\text{kPSU,U}^b} = \frac{\underline{U}_Q/\sqrt{3}}{t^2 (\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}})} \quad (24)$$

with $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}} = U_Q/U_{\text{Ti}}$.

The partial short-circuit current I''_{kPSU} at the high voltage side of the unit transformer is found as follows:

$$I''_{\text{kPSU}} = I_{\text{PSU}} + I''_{\text{kPSU,U}^b} = \frac{1}{t} \cdot \frac{\underline{E}''}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{TLV}}} = \frac{1}{t} \cdot \frac{t_r^2 \underline{E}''}{t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T} \quad (25)$$

with $\underline{Z}_T = \underline{Z}_{\text{THV}} = t_r^2 \underline{Z}_{\text{TLV}}$

Without knowing the load flow in the network, neither the voltage U_Q nor the transformation ratio $t = U_Q/U_{\text{Ti}}$ of the unit transformer with tap changer ($t \neq t_r = U_{\text{rTHV}}/U_{\text{rTLV}}$) can be known. The internal voltage $\underline{E}''$ is found from figure 6b) depending on U_G ($\underline{U}_G/\sqrt{3} = U_G/\sqrt{3}$) and the current $I_G = I_G(\cos \varphi_G - j \sin \varphi_G)$ before the short circuit:

$$\underline{E}'' = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} + I_G \underline{Z}_G = \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 + \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X'_d \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X'_d \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G) \right] \quad (26)$$

The transformation ratio can be substituted by $t = \underline{U}_Q/\underline{U}_{\text{Ti}}$ with $\underline{U}_{\text{Ti}}$ found from the phasor diagram in figure 6b):

$$\begin{aligned} \frac{\underline{U}_{\text{Ti}}}{\sqrt{3}} &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} - I_G \underline{Z}_{\text{TLV}} = \\ &= \frac{\underline{U}_G}{\sqrt{3}} \left[1 - \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (R_{\text{TLV}} \cos \varphi_G + X_{\text{TLV}} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3} I_G}{U_G} (X_{\text{TLV}} \cos \varphi_G - R_{\text{TLV}} \sin \varphi_G) \right] \quad (27) \end{aligned}$$

Si l'on introduit $\underline{E}''$ obtenu par l'équation (26) et à l'aide de $\underline{U}_{Ti}/\sqrt{3}$ obtenu dans l'équation (27) ainsi que la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3} = cU_{nQ}/\sqrt{3}$ au point de court-circuit F, on obtient l'équation suivante:

$$I''_{kPSU} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 Z_G + Z_T) K_{PSU}} \quad (28)$$

avec $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$, $Z_T = Z_{THV} = t_r^2 Z_{TLV}$ et

$$K_{PSU} = \frac{U_{nQ} U_Q}{U_G^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X_d'' \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_d'' \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_{TLV} \cos \varphi_G + X_{TLV} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_{TLV} \cos \varphi_G - R_{TLV} \sin \varphi_G)} \quad (29)$$

Pour un grand nombre de groupes de production, des études portant sur le facteur de correction K_{PSU} , qui est fonction de U_Q , I_G et $\cos \varphi_G$, ont montré que, comme dans le cas des alternateurs directement raccordés au réseau, le facteur K_{PSU} atteint sa valeur minimale et donc I''_{kPSU} sa valeur maximale, si le groupe fonctionne à sa valeur assignée ($I_G = I_{rG}$; $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ et de même $\underline{S}_G = \underline{S}_{rG}$) [6, 10, 14]*. La figure 7 montre un exemple obtenu à partir de ces études. Pour un transformateur équipé d'un changeur de prises, la valeur maximale du courant de court-circuit est atteinte pour la valeur minimale de la tension U_Q , coté haute tension du transformateur, lorsque la tension $U_G = U_{rG}$ est constante.

* Les numéros entre crochets renvoient à l'annexe A: Bibliographie.

Introducing $\underline{E}''$ from equation (26) and using $\underline{U}_{Ti}/\sqrt{3}$ from equation (27) and the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3} = cU_{nQ}/\sqrt{3}$ at the short-circuit location F, the following equation can be found:

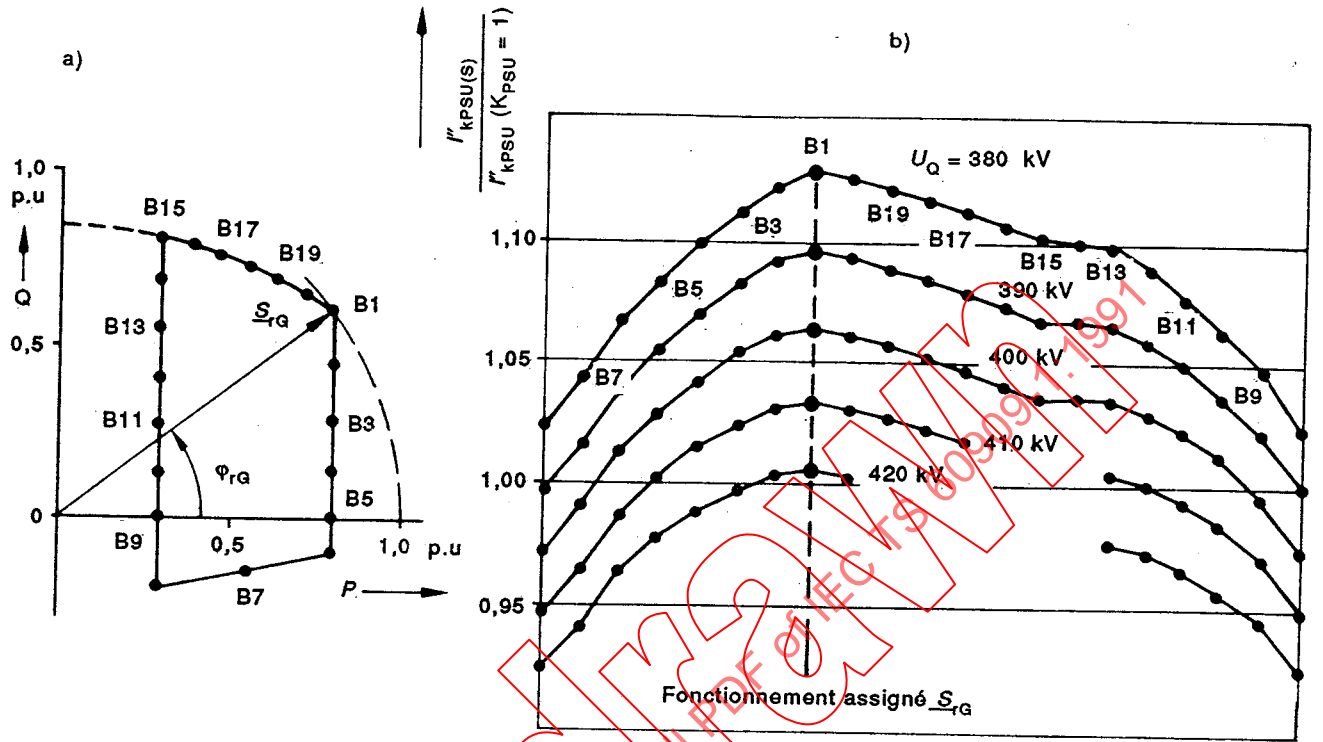
$$I''_{kPSU} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T) \underline{K}_{PSU}} \quad (28)$$

with $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$, $\underline{Z}_T = \underline{Z}_{THV} = t_r^2 \underline{Z}_{TLV}$ and

$$\underline{K}_{PSU} = \frac{U_{nQ} U_Q}{U_G^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c}{1 + \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_G \cos \varphi_G + X''_d \sin \varphi_G) + j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X''_d \cos \varphi_G - R_G \sin \varphi_G)} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (R_{TLV} \cos \varphi_G + X_{TLV} \sin \varphi_G) - j \frac{\sqrt{3}I_G}{U_G} (X_{TLV} \cos \varphi_G - R_{TLV} \sin \varphi_G)} \quad (29)$$

For a large number of power-station units, investigations of the correction factor K_{PSU} , which depends on U_Q , I_G and $\cos \varphi_G$, have shown that similar to the case of generators directly connected to the network, the factor K_{PSU} reaches its minimum and therefore I''_{kPSU} its maximum if the power-station unit is operated at its rated point ($I_G = I_{rG}$; $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ and correspondingly $\underline{S}_G = \underline{S}_{rG}$) [6,10,14]*. Figure 7 gives an example from these investigations. The maximum short-circuit current is reached for the lowest value U_Q at the high voltage side of the unit transformer with tap changer when the voltage $U_G = U_{rG}$ is constant.

* Numbers in brackets refer to annex A: Bibliography.



CEI 675/91

- a) Diagramme de puissance du turbo-alternateur avec limites de surexcitation et de sous-excitation; $P_{Gmin} = 0,4 P_{rG}$
- b) Relation entre $I''_{kPSU(s)}$ et la première approximation, suivant l'équation (28), obtenue par la méthode de superposition (S), en prenant $K_{PSU} = 1$

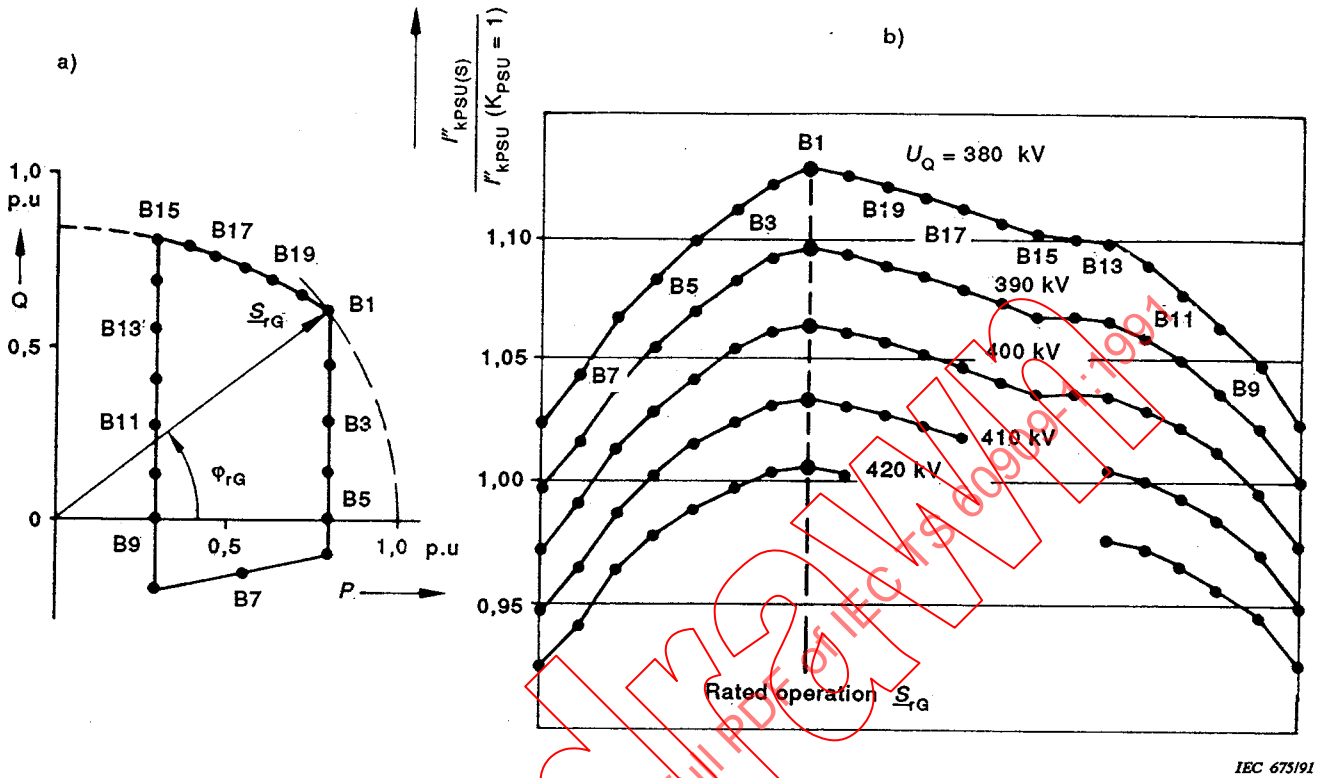
$$I''_{kPSU} (K_{PSU} = 1) = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} |Z_T + Z_G|}$$

donc $I''_{kPSU(s)} / I''_{kPSU} (K_{PSU} = 1) = 1/K_{PSU} \quad (29)$

Figure 7 - Courants de court-circuit partiels d'un groupe de production équipé d'un changeur de prises
(Exemple: $S_{rG} = S_{rT} = 1\,070$ MVA; $U_G = U_{rG} = U_{rTLV}$)

Si l'on prend $R_G \ll X''_d$ et $R_T \ll X_T$ et que l'on introduit les rapports suivants:

$$I_G = \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} ; x''_d = X''_d \frac{S_{rG}}{U_{rG}^2} ; x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rTLV}^2}$$



IEC 675/91

- a) Power chart of the turbine generator with limits of over and underexcited operation;
 $P_{Gmin} = 0,4 P_{rG}$
- b) The relation of $I''_{kPSU}(S)$, according to equation (28) found with the superposition method (S), to the first approximation with $K_{PSU} = 1$

$$I''_{kPSU}(K_{PSU} = 1) = \frac{cU_n Q}{\sqrt{3} |t_r^2 Z_G + Z_T|}$$

therefore $I''_{kPSU}(S) / I''_{kPSU}(K_{PSU} = 1) = 1/K_{PSU}$ (29)

Figure 7 - Partial short-circuit currents of a power-station unit with tap changer
 (Example: $S_{rG} = S_{rT} = 1\,070$ MVA; $U_G = U_{rG} = U_{rTLV}$)

Considering $R_G \ll X''_d$ and $R_T \ll X_T$ and introducing the following relations:

$$I_G = \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} ; x''_d = X''_d \frac{S_{rG}}{U_{rG}^2} ; x_T = X_T \frac{S_{rT}}{U_{rTLV}^2}$$

la valeur absolue du facteur de correction d'impédance obtenu à partir de l'équation (29) peut être simplifiée comme suit:

$$K_{\text{PSU}} \approx \frac{U_{\text{nQ}} U_{\text{Q}}}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{rTHV}}^2} \cdot \frac{c}{\sqrt{1 + x_{\text{d}}''^2 \left[\frac{U_{\text{rG}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rG}}} \right]^2 + 2x_{\text{d}}'' \left[\frac{U_{\text{rG}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rG}}} \right] \sin \varphi_{\text{G}}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + x_{\text{T}}^2 \left[\frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rT}}} \right]^2 - 2x_{\text{T}} \left[\frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{S_{\text{G}}}{S_{\text{rT}}} \right] \sin \varphi_{\text{G}}}} \quad (30)$$

Il est possible de simplifier encore cette équation si l'on considère la figure 7 et les études mentionnées plus haut [6, 10, 14]. Ces considérations montrent que le courant de court-circuit partiel maximal I''_{kPSU} est obtenu lors d'un fonctionnement proche de celui aux valeurs assignées ($S_{\text{G}} = S_{\text{rG}}$ et $\cos \varphi_{\text{G}} = \cos \varphi_{\text{rG}}$). Si l'on a en plus $S_{\text{rG}} = S_{\text{rT}}$, ce qui est valable dans la plupart des cas, et si l'on tient compte de $x_{\text{d}}'' < 1$ et $x_{\text{T}} < 1$, on obtient l'approximation suivante:

$$K_{\text{PSU}} \approx \frac{U_{\text{nQ}} U_{\text{Q}}}{U_{\text{G}}^2} \cdot \frac{U_{\text{rTLV}}^2}{U_{\text{rTHV}}^2} \cdot \frac{c_{\text{max}}}{1 + (x_{\text{d}}'' - x_{\text{T}}) \sin \varphi_{\text{rG}}} \quad (31)$$

L'équation (31) comprend les tensions de fonctionnement U_{G} et U_{Q} . Toutefois, pour obtenir les résultats les plus défavorables dans le calcul des courants de court-circuit partiels maximaux I''_{kPSU} , il faut se rappeler qu'il n'y a pas de rapport direct entre U_{Q} et U_{G} dans le cas d'un transformateur avec changeur de prises. La valeur maximale de I''_{kPSU} est obtenue avec les tensions $U_{\text{G}} = U_{\text{Gmax}} = U_{\text{rG}} (1 + p_{\text{G}})$ et $U_{\text{Q}} = U_{\text{Qmin}}$. Dans la plupart des cas, lorsque l'alternateur fonctionne à la valeur assignée (S_{rG} , $\cos \varphi_{\text{rG}}$, surexcité), il semble suffisant, pour être dans la situation la plus défavorable, de prendre $U_{\text{Qmin}} = U_{\text{nQ}}$ au point de raccordement du groupe de production.

On sait, par expérience, que la tension de fonctionnement U_{Qmin} est normalement supérieure à U_{nQ} , si des puissances active et réactive sont fournies au réseau, telle que par exemple $U_{\text{Qmin}} \approx 1,05 U_{\text{nQ}}$.

Si l'on prend $U_{\text{Q}} = U_{\text{nQ}}$, pour obtenir la valeur du courant maximal I''_{kPSU} , valeur par excès, il n'est pas logique de prendre U_{G} supérieure à U_{rG} . Dans ce cas, l'équation (31) conduit à l'équation (44) de la CEI 909.

Afin de démontrer l'efficacité du facteur de correction obtenu, la figure 8 représente les courbes d'erreur-fréquence cumulée du calcul simplifié par rapport à la valeur obtenue par la méthode de superposition, pour 59 groupes de production avec ou sans changeur de prises (pour les groupes sans changeur de prises il est nécessaire d'effectuer des études complémentaires approfondies, comme indiqué en 2.2.5).

the absolute value of the impedance correction factor from equation (29) can be simplified in the following way:

$$K_{PSU} \approx \frac{U_{nQ} U_Q}{U_G^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c}{\sqrt{1 + x_d''^2 \left[\frac{U_{rG}^2}{U_G^2} \cdot \frac{S_G}{S_{rG}} \right]^2 + 2x_d'' \left[\frac{U_{rG}^2}{U_G^2} \cdot \frac{S_G}{S_{rG}} \right] \sin \varphi_G}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + x_T^2 \left[\frac{U_{rTLV}^2}{U_G^2} \cdot \frac{S_G}{S_{rT}} \right]^2 - 2x_T \left[\frac{U_{rTLV}^2}{U_G^2} \cdot \frac{S_G}{S_{rT}} \right] \sin \varphi_G}} \quad (30)$$

A further simplification is possible upon considering figure 7 and the above-mentioned investigations [6,10,14]. These considerations show that the maximum partial short-circuit current I''_{kPSU} is reached following an operation near to the rated point ($S_G = S_{rG}$ and $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$). If in addition $S_{rG} = S_{rT}$, which is valid in most cases and taking into account $x_d'' < 1$ and $x_T < 1$, the following approximation is found:

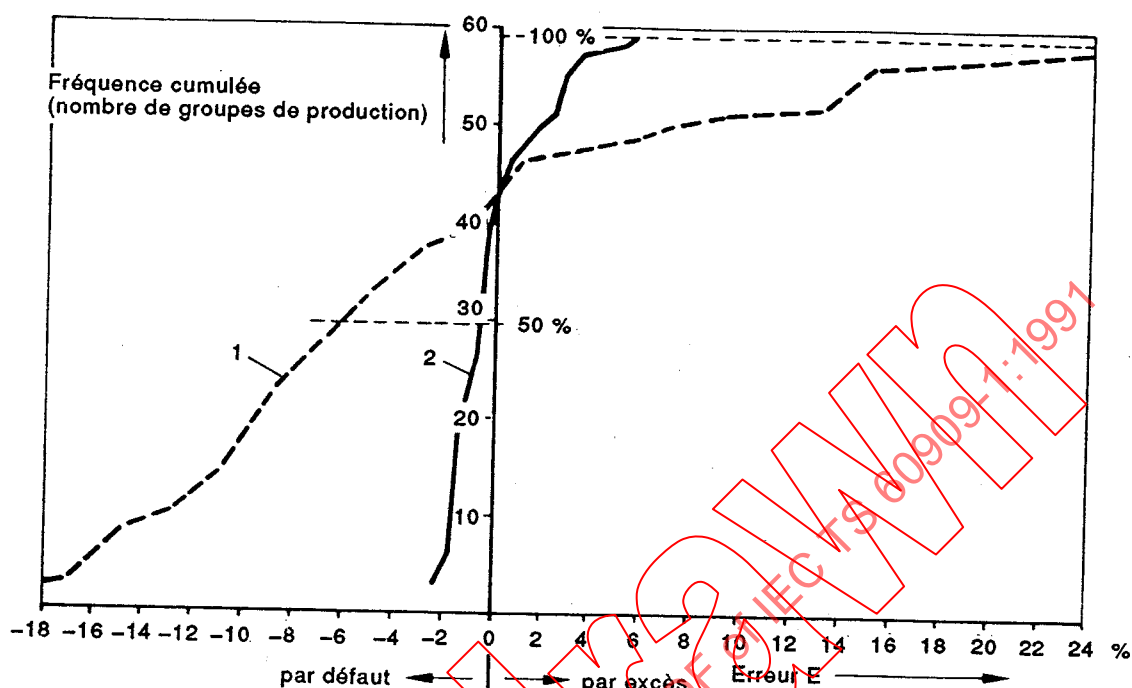
$$K_{PSU} \approx \frac{U_{nQ} U_Q}{U_G^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + (x_d'' - x_T) \sin \varphi_{rG}} \quad (31)$$

Equation (31) includes the operating voltages U_G and U_Q . Nevertheless to find the most unfavourable results for the calculation of the maximum partial short-circuit currents I''_{kPSU} , it is necessary to remember that there is no immediate relation between U_Q and U_G in the case of a unit transformer with tap changer. The maximum of I''_{kPSU} is found for the voltages $U_G = U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$ and $U_Q = U_{Qmin}$. In most cases, if the generator is working at the rated point ($S_{rG}, \cos \varphi_{rG}$, overexcited), it seems sufficient to choose $U_{Qmin} = U_{nQ}$ at the connection point of the power-station unit as the most unfavorable case.

From operational experience it is known that U_{Qmin} is normally higher than U_{nQ} if active and reactive power are fed to the network, for instance $U_{Qmin} \approx 1,05 U_{nQ}$.

When $U_Q = U_{nQ}$ is assumed to find a result for the maximum current I''_{kPSU} which is on the conservative side, then it is not logical to choose U_G higher than U_{rG} . Under these assumptions therefore equation (31) leads to equation (44) of IEC 909.

In order to demonstrate the efficiency of the derived correction factor, figure 8 gives the cumulative-frequency-error curves of the simplified calculation compared to the value found from the superposition method for 59 power-station units with or without tap changer (for power station units without tap changer additional thorough considerations are necessary as given in 2.2.5).



CEI 676/91

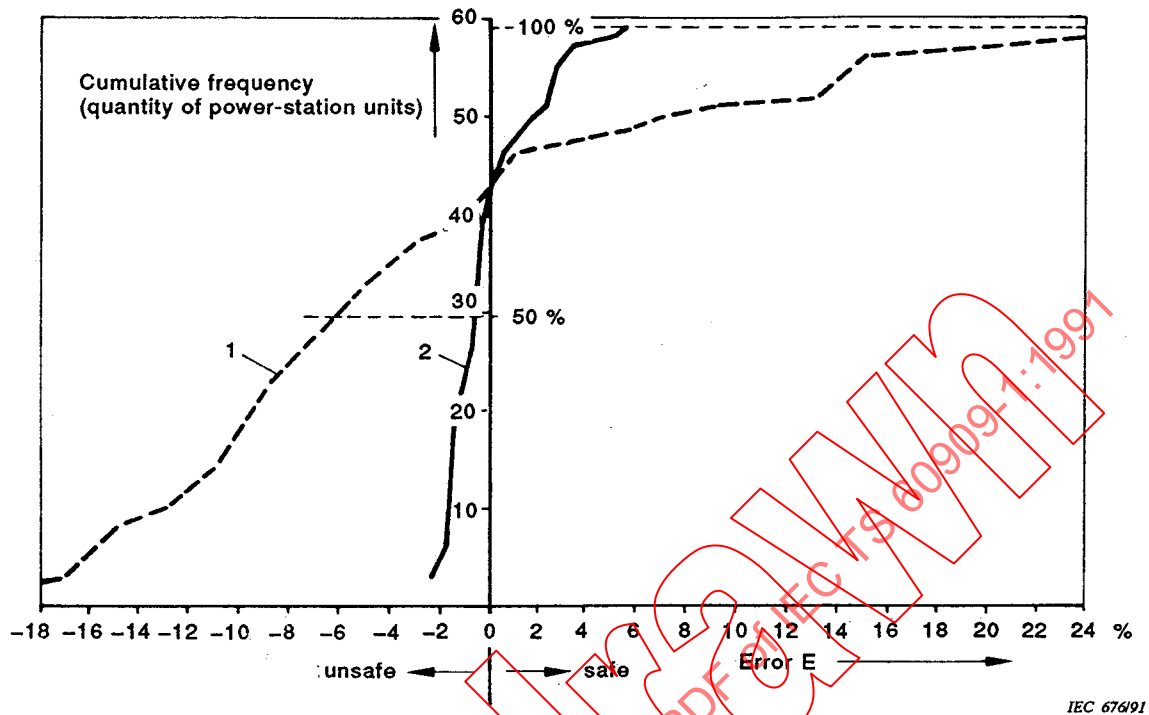
$$E = \frac{I''_{kPSU(1,2)} - I''_{kPSU(S)}}{I''_{kPSU(S)}} \cdot 100 \%$$

- $I''_{kPSU(S)}$ par la méthode de superposition, équations (28/29)
- $I''_{kPSU(1)} = I''_{kPSU}(K_{PSU} = 1)$, équation (31) avec $K_{PSU} = 1$
- $I''_{kPSU(2)} = I''_{kPSU(IEC)}$ (CEI 909, équation (44))

Figure 8 - Courbes d'erreur-fréquence cumulée des courants de court-circuit partiels calculés à partir des équations simplifiées, comparés aux valeurs calculées avec la méthode de superposition selon l'équation (28), K_{PSU} étant obtenu par l'équation (29), portant sur 59 groupes de production [6]

La courbe 1 de la figure 8 démontre de façon évidente la nécessité d'introduire le facteur de correction K_{PSU} pour les groupes de production. Sans ce facteur de correction ($K_{PSU}=1$) les calculs donnent des erreurs entre -20 % (valeur par défaut) et +25 % (valeur par excès). Même la valeur moyenne (valeur 50 %) de la courbe d'erreur-fréquence cumulée 1 a un résultat inférieur à -5 % (valeur par défaut).

Le facteur de correction simplifié $K_{PSU(IEC)}$, peut être utilisé pour obtenir une approximation valable du courant de court-circuit partiel I''_{kPSU} . L'écart entre l'erreur négative maximale et l'erreur positive maximale est faible (figure 8, courbe 2). La valeur médiane est une valeur légèrement par défaut, de telle sorte qu'en utilisant le facteur $K_{PSU(IEC)}$, il est tenu compte des aspects économiques et techniques.



$$E = \frac{I''_{kPSU(1,2)} - I''_{kPSU(S)}}{I''_{kPSU(S)}} \cdot 100 \%$$

$I''_{kPSU(S)}$ from the superposition method, equations (28/29)

$I''_{kPSU(1)} = I''_{kPSU}(K_{PSU} = 1)$ equation (31) with $K_{PSU} = 1$

$I''_{kPSU(2)} = I''_{kPSU(IEC)}$ (IEC 909, equation (44))

Figure 8 - Cumulative-frequency-error curves of the partial short-circuit currents calculated with simplified equations compared to the values calculated from the superposition method according to equation (28) with K_{PSU} given in equation (29) for 59 power station units [6]

Curve 1 of figure 8 demonstrates convincingly the necessity for the introduction of a correction factor K_{PSU} for power-station units. Without the correction factor (i.e. $K_{PSU} = 1$) the calculations lead to errors between -20 % (non-conservative side) and +25 % (conservative side). Even the median value (50 %-value) of the cumulative-frequency-error curve 1 has a result under -5 %, which is on the non-conservative side.

The simplified correction factor $K_{PSU(IEC)}$ may be used to find a sufficient approximation for the partial short-circuit current I''_{kPSU} . The region between the highest positive and negative error is small (figure 8, curve 2). The median value lies only slightly on the non-conservative side, so technical and economical aspects are taken into consideration using $K_{PSU(IEC)}$.

Des indications complémentaires concernant le cas où $U_G \neq U_{rG}$ et $U_{Qmin} > U_{nQ}$ sont données en 2.2.4 et 2.2.5; il est par conséquent possible d'effectuer les corrections nécessaires dans le cas d'un changeur de prises ou d'un rapport de transformation fixe t du transformateur du groupe (sans changeur de prises en charge).

2.2.4 Facteur de correction K_{PSU} utilisé dans le cas de transformateurs avec changeur de prises en charge

Les notes 1 et 2 en 11.5.3.8 de la CEI 909, attirent l'attention de l'utilisateur sur les conditions nécessaires pour que l'égalité $K_{PSU} = K_{PSU(CEI)}$ soit possible (CEI 909, équation (44)).

Comme nous l'avons déjà vu en 2.2.3, l'équation (44) de la CEI 909 correspond à $U_G = U_{rG} (= U_{rTLV})$ et $U_{Qmin} = U_{nQ}$. Selon le fonctionnement et en cas de transport à longue distance, si la tension U_{Qmin} , coté haute tension du transformateur du groupe avec changeur de prises, est en permanence supérieure à U_{nQ} , il est alors préférable d'utiliser U_{Qmin} plutôt que U_{nQ} pour les groupes de production pour lesquels on sait que $U_Q \geq U_{Qmin} > U_{nQ}$, à partir du fonctionnement du réseau ou, lors de la phase d'étude, à partir de calculs de charge spéciaux selon la configuration du réseau et le type de groupe de production. Le facteur de correction d'impédance K_{PSU} suivant peut être utilisé pour obtenir le courant de court-circuit maximal I''_{kPSU} :

$$K_{PSU} = \frac{U_{nQ} U_{Qmin}}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + (x''_d - x_T) \sin \varphi_{rG}} \quad (32)$$

Cependant, même dans ce cas, si la tension U_G diffère en permanence de U_{rG} (ceci peut être nécessaire du fait de conditions de fonctionnement particulières ou du fait du manque d'études) on peut utiliser $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ au lieu de U_{rG} avec, par exemple, p_G compris entre 0,05 et 0,10.

Exemple:

$$S_{rG} = S_{rT} = 400 \text{ MVA}; U_{rG} = 21 \text{ kV}; p_G = 0,05; \cos \varphi_{rG} = 0,8; x''_d = 0,25;$$

$$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 230 \text{ kV}/21 \text{ kV}; U_{THV} = U_{rTHV}(1 \pm p_T) = 230 \text{ kV} (1 \pm 0,12); u_{kr} = 15 \%;$$

$$U_{Qmin} = 230 \text{ kV}; U_{nQ} = 220 \text{ kV}; c = c_{max} = 1,1 \text{ (CEI 909, tableau I)}.$$

Avec K_{PSU} pris conformément à l'équation (32) la valeur obtenue pour le courant est $I''_{kPSU} = 2,661 \text{ kA}$.

Par la méthode de superposition, la valeur calculée est:

$$I''_{kPSU(S)} = (0,5543 - j 2,6390) \text{ kA}; |I''_{kPSU(S)}| = 2,697 \text{ kA};$$

I''_{kPSU} est inférieur de 1,3 % à $|I''_{kPSU(S)}|$.

Additional information for the case $U_G \neq U_{rG}$ and $U_{Qmin} > U_{nQ}$ is given in 2.2.4 and 2.2.5, so that adjusting the corrections in the case of a tap changer or in the case of a fixed transformation ratio t of the unit transformer (without on-load tap changer) is possible.

2.2.4 Correction factor K_{PSU} for unit transformers with on-load tap changers

In 11.5.3.8 of IEC 909, notes 1 and 2 are provided to draw the user's attention to the boundary conditions for $K_{PSU} = K_{PSU(IEC)}$ (IEC 909, equation (44)).

As already shown in 2.2.3, equation (44) of IEC 909 is valid for $U_G = U_{rG} (= U_{rTLV})$ and $U_{Qmin} = U_{nQ}$. Depending on operating practice and in the case of long distance transmission, if the voltage U_{Qmin} at the high voltage side of the unit transformer with tap changer is permanently higher than U_{nQ} , then it is adequate to use U_{Qmin} instead of U_{nQ} for those power station units where $U_Q \geq U_{Qmin} > U_{nQ}$ is known from network operation, or in the planning stage from special load flow calculations depending on network configuration and the type of power station unit. The following impedance correction factor K_{PSU} may then be used to find the maximum short-circuit current I''_{kPSU} :

$$K_{PSU} = \frac{U_{nQ} U_{Qmin}}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + (x_d'' - x_T) \sin \varphi_{rG}} \quad (32)$$

Even in this case, if the voltage U_G is permanently different from U_{rG} (this may be necessary because of special operating conditions or due to lack of planning), then $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ may be introduced instead of U_{rG} , with for instance $p_G = 0,05$ up to 0,10.

Example:

$$S_{rG} = S_{rT} = 400 \text{ MVA}; U_{rG} = 21 \text{ kV}; p_G = 0,05; \cos \varphi_{rG} = 0,8; x_d'' = 0,25;$$

$$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 230 \text{ kV}/21 \text{ kV}; U_{THV} = U_{rTHV}(1 \pm p_T) = 230 \text{ kV} (1 \pm 0,12); u_{kr} = 15 \text{ } \%$$

$$U_{Qmin} = 230 \text{ kV}; U_{nQ} = 220 \text{ kV}; c = c_{max} = 1,1 \text{ (IEC 909, table I)}.$$

Together with K_{PSU} according to equation (32) the current $I''_{kPSU} = 2,661 \text{ kA}$ is found.

The value calculated with the superposition method is:

$$I''_{kPSU(S)} = (0,5543 - j 2,6390) \text{ kA}; |I''_{kPSU(S)}| = 2,697 \text{ kA};$$

$$I''_{kPSU} \text{ is } 1,3 \text{ } \% \text{ smaller than } |I''_{kPSU(S)}|.$$

2.2.5 Facteur de correction K_{PSU} utilisé pour les transformateurs sans changeur de prises en charge

Dans le cas d'un transformateur sans changeur de prises en charge, le rapport de transformation est défini de la façon suivante: $t = t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$, l'équation (25) devient donc:

$$I''_{kPSU(tr)} = \frac{1}{t_r} \cdot \frac{\underline{E}''}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{TLV}} = \frac{t_r \underline{E}''}{t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T} \quad (33)$$

Si le transformateur comporte des prises à vide, comme par exemple +5 % et -5 %, le rapport de transformation est alors $t = (1 - p_T)t_r$ pour le calcul des courants de court-circuit, voir les équations (36) et (37).

La valeur de la tension interne $\underline{E}''$ est introduite comme indiqué dans l'équation (26). On introduit le facteur de correction d'impédance $\underline{K}_{PSU(tr)}$ pour obtenir $I''_{kPSU(tr)}$:

$$I''_{kPSU(tr)} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_T) \underline{K}_{PSU(tr)}} \quad (34)$$

avec

$$\underline{K}_{PSU(tr)} = \frac{U_{nQ}}{U_G} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot \frac{c}{1 + \frac{U_{rG}}{U_G} \cdot \frac{I_G}{I_{rG}} \left[(r_G \cos \varphi_G + x_d'' \sin \varphi_G) + j(x_d'' \cos \varphi_G - r_G \sin \varphi_G) \right]} \quad (35)$$

On utilise l'indice complémentaire (t_r) comme référence pour le rapport de transformation fixe t_r dans le cas d'un transformateur de groupe sans changeur de prises.

La valeur minimale du facteur de correction donné par l'équation (35) et donc la valeur maximale de $I''_{kPSU(tr)}$, est obtenue lorsque $I_G = I_{rG} U_{rG}/U_G$, $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ et $t = (1 - p_T)t_r$. Si l'on prend $\Delta_G = (U_{rG}/U_G)^2$ et si l'on tient compte de $r_G \ll x_d''$ ($R_G \ll X_d''$), on obtient l'approximation suivante en prenant $c = c_{\max}$:

$$K_{PSU(t)} = \frac{U_{nQ}}{U_G} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot \frac{t}{t_r} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \Delta_G \sin \varphi_{rG}} \quad (36)$$

Si l'on néglige l'influence d'une valeur $\Delta_G \neq 1$ dans le dénominateur du quatrième terme de l'équation (36), du fait que ce facteur n'a généralement qu'une incidence mineure, et si l'on prend $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ comme la plus grande valeur possible réglée de U_G , on obtient alors l'équation suivante pour le facteur de correction:

$$K_{PSU(t)} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot \frac{t}{t_r} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (37)$$

2.2.5 Correction factor K_{PSU} for unit transformers without on-load tap changers

In the case of a unit transformer without on-load tap changer, the transformation ratio is fixed at $t = t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$, therefore equation (25) becomes:

$$I''_{kPSU(tr)} = \frac{1}{t_r} \cdot \frac{\underline{E}''}{Z_G + Z_{TLV}} = \frac{t_r \underline{E}''}{t_r^2 Z_G + Z_T} \quad (33)$$

If the transformer has no-load taps, for instance +5 % and -5 %, then the transformation ratio is $t = (1 - p_T)t_r$ for the calculation of short-circuit currents, see equations (36) and (37).

The internal voltage $\underline{E}''$ is introduced in the same way as given in equation (26). The impedance correction factor $K_{PSU(tr)}$ is introduced to find $I''_{kPSU(tr)}$.

$$I''_{kPSU(tr)} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} (t_r^2 Z_G + Z_T) K_{PSU(tr)}} \quad (34)$$

with

$$K_{PSU(tr)} = \frac{U_{nQ}}{U_G} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot \frac{c}{1 + \frac{U_{rG}}{U_G} \cdot \frac{I_G}{I_{rG}} \left[(x_G \cos \varphi_G + x_d'' \sin \varphi_G) + j(x_d'' \cos \varphi_G - r_G \sin \varphi_G) \right]} \quad (35)$$

The additional index (t_r) is introduced to give a reference to the fixed transformation ratio t_r in the case of a unit transformer without a tap changer.

The smallest result from equation (35), and therefore the maximum value $I''_{kPSU(t)}$, is found in the case of $I_G = I_{rG} U_{rG}/U_G$, $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ and $t = (1 - p_T)t_r$. With $\Delta_G = (U_{rG}/U_G)^2$ and taking into account $r_G \ll x_d''$ ($R_G \ll X_d''$) the following approximation can be found using $c = c_{\max}$:

$$K_{PSU(t)} = \frac{U_{nQ}}{U_G} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot \frac{t}{t_r} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \Delta_G \sin \varphi_{rG}} \quad (36)$$

Ignoring the influence of $\Delta_G \neq 1$ in the denominator of the last part of equation (36), because this part is generally of minor influence, and introducing $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$ as the highest possible regulated value of U_G , the following equation for the correction factor is found:

$$K_{PSU(t)} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot \frac{t}{t_r} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad (37)$$

Si la tension aux bornes de l'alternateur atteint sa valeur maximale $U_{rG} (1 + p_G)$, la tension, coté haute tension, est généralement supérieure à U_{nQ} et dans certains cas est même supérieure à U_m (tension la plus élevée pour le matériel). L'exemple suivant relatif à l'application de l'équation (37) illustre également la relation entre les tensions U_G et U_Q .

Exemple: $S_{rG} = S_{rT} = 400$ MVA (voir également l'exemple donné en 2.2.4)

$$U_{rG} = U_{rTLV} = 21 \text{ kV}; p_G = 0,075; \cos \varphi_{rG} = 0,8; x_d'' = 0,25;$$

$$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 240 \text{ kV}/21 \text{ kV}; t_r = 11,43; u_{kr} = 15 \% (Z_T = 0,15)$$

$$U_{nQ} = 220 \text{ kV}; c = c_{\max} = 1,1 \text{ (CEI 909, tableau I).}$$

$K_{PSU(t)}$ conformément à l'équation (37) avec $t = t_r$:

$$K_{PSU(t)} = \frac{220 \text{ kV}}{21 \text{ kV} (1 + 0,075)} \cdot \frac{21 \text{ kV}}{240 \text{ kV}} \cdot \frac{1,1}{1 + 0,25 \cdot 0,6} = 0,816$$

Avec $R_G = 0,05 X_d''$ et $R_T = 0,03 X_T$ et par conséquent $t_r^2 Z_G + Z_T = 11,43^2 (0,0138 + j 0,2756) \Omega + (0,648 + j 21,590) \Omega$, on obtient le courant de court-circuit partiel maximal de la façon suivante:

$$I''_{kPSU(t)} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} |t_r^2 Z_G + Z_T| K_{PSU(tr)}} = \frac{1,1 \cdot 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} |2,450 + j 57,586| \Omega \cdot 0,816} = 2,971 \text{ kA}$$

On obtient la tension, coté haute tension du transformateur, en prenant: $I_G = I_{rG}$, $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ et $U_G = U_{rG} (1 + p_G)$:

$$U_Q = U_{rG} \sqrt{(1 + p_G)^2 - 2 x_T (1 + p_G) \sin \varphi_{rG} + x_T^2} = 238,18 \text{ kV} = 1,083 U_{nQ}$$

Si, par exemple, la tension aux bornes de l'alternateur est égale à $U_G = U_{rG}$, le facteur de correction d'impédance devient alors $K_{PSU(t)} = 0,877$, le courant maximal $I''_{kPSU(t)} = 2,765 \text{ kA}$ et la tension $U_Q = 220,3 \text{ kV} \approx U_{nQ}$. Dans ce cas, les conditions limites données par la CEI 909, équation (44), sont presque satisfaites.

Par conséquent, si l'on considère la CEI 909, équation (44), le facteur de correction d'impédance devient:

$$K_{PSU(IEC)} = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + (x_d'' - x_T) \sin \varphi_{rG}}$$

$$= \frac{(220 \text{ kV})^2}{(21 \text{ kV})^2} \cdot \frac{(21 \text{ kV})^2}{(240 \text{ kV})^2} \cdot \frac{1,1}{1 + (0,25 - 0,15) \cdot 0,6} = 0,872$$

If the terminal voltage of the generator reaches its highest value $U_{rG}(1 + p_G)$, the voltage on the high voltage side is generally higher than U_{nQ} and in some cases even higher than U_m (highest voltage for equipment). The following example for the application of equation (37) also demonstrates the connection between the voltages U_G and U_Q .

Example: $S_{rG} = S_{rT} = 400$ MVA (see also example of 2.2.4)

$$U_{rG} = U_{rTLV} = 21 \text{ kV}; p_G = 0,075; \cos \varphi_{rG} = 0,8; x_d'' = 0,25;$$

$$U_{rTHV}/U_{rTLV} = 240 \text{ kV}/21 \text{ kV}; t_r = 11,43; u_{kr} = 15 \% (Z_T = 0,15)$$

$$U_{nQ} = 220 \text{ kV}; c = c_{\max} = 1,1 \text{ (IEC 909, table I).}$$

$K_{PSU(t)}$ according to equation (37) with $t = t_r$:

$$K_{PSU(t)} = \frac{220 \text{ kV}}{21 \text{ kV} (1 + 0,075)} \cdot \frac{21 \text{ kV}}{240 \text{ kV}} \cdot \frac{1,1}{1 + 0,25 \cdot 0,6} = 0,816$$

with $R_G = 0,05 X_d''$ and $R_T = 0,03 X_T$ and therefore $t_r^2 Z_G + Z_T = 11,43^2 (0,0138 + j 0,2756) \Omega + (0,648 + j 21,590) \Omega$ the maximum partial short-circuit current is found as follows:

$$I_{kPSU(t)}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} |t_r^2 Z_G + Z_T| K_{PSU(tr)}} = \frac{1,1 \cdot 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} |2,450 + j 57,586| \Omega \cdot 0,816} = 2,971 \text{ kA}$$

The voltage on the high voltage side of the transformer is found with $I_G = I_{rG}$, $\cos \varphi_G = \cos \varphi_{rG}$ and $U_G = U_{rG}(1 + p_G)$:

$$U_Q = U_{rG} t_r \sqrt{(1 + p_G)^2 - 2 x_T (1 + p_G) \sin \varphi_{rG} + x_T^2} = 238,18 \text{ kV} = 1,083 U_{nQ}$$

If for instance the terminal voltage of the generator is only $U_G = U_{rG}$, then the impedance correction factor becomes $K_{PSU(t)} = 0,877$, the maximum current $I_{kPSU(t)}'' = 2,765 \text{ kA}$ and the voltage $U_Q = 220,3 \text{ kV} \approx U_{nQ}$. In this case the boundary conditions given for IEC 909, equation (44) are nearly fulfilled.

Therefore, taking IEC 909, equation (44), the impedance correction factor becomes:

$$\begin{aligned} K_{PSU(IEC)} &= \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + (x_d'' - x_T) \sin \varphi_{rG}} \\ &= \frac{(220 \text{ kV})^2}{(21 \text{ kV})^2} \cdot \frac{(21 \text{ kV})^2}{(240 \text{ kV})^2} \cdot \frac{1,1}{1 + (0,25 - 0,15) \cdot 0,6} = 0,872 \end{aligned}$$

et avec l'équation (28) on obtient le courant de court-circuit partiel suivant:

$$I''_{kPSU} = \frac{cU_n Q}{\sqrt{3} |t_r^2 Z_G + Z_T| K_{PSU(IEC)}} = \frac{1,1 \cdot 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} |2,450 + j57,586| \Omega \cdot 0,872} = 2,780 \text{ kA}$$

Ce résultat n'est supérieur que de 0,5 % à la valeur $I''_{kPSU(t)} = 2,765 \text{ kA}$ obtenue lorsque $U_G = U_{rG}$, mais inférieur d'environ 6 % à la valeur $I''_{kPSU(t)} = 2,971 \text{ kA}$ calculée à l'aide du facteur de correction $K_{PSU(t)}$ conformément à l'équation (37) avec $U_G = 1,075 U_{rG}$.

Au vu de cet exemple caractéristique, il apparaît clairement qu'il convient d'utiliser $K_{PSU(t)}$ obtenu à partir de l'équation (37) si le transformateur du groupe n'est pas équipé d'un changeur de prises en charge et si la tension U_G est nettement supérieure à U_{rG} , par exemple dans le cas où $U_G = 1,05 U_{rG} \dots 1,075 U_{rG}$.

2.2.6 Influence des facteurs de correction d'impédance sur le calcul des courants de court-circuit dans des réseaux maillés et des courants de court-circuit dans les plus mauvaises conditions de charge

Les résultats obtenus en 2.1.4 concernant l'exemple simple représenté à la figure 1 montrent qu'il suffit de prendre le facteur $c_{\max}$ (CEI 909, tableau I) lorsque la baisse de tension Δu est inférieure à 10 % dans les réseaux moyenne et haute tension et lorsqu'elle est inférieure à 5 % dans les réseaux basse tension, pour calculer les courants de court-circuit symétriques initiaux maximaux, voir l'équation (13) et les remarques concernant l'équation (15). Des études complémentaires portant sur l'application de l'équation (13), par exemple dans le cas de transformateurs de réseau ayant un rapport de transformation variable, sont décrites en [9]. Au vu de ces études, il apparaît clairement que pour $\Delta u > 10 \%$, des corrections complémentaires sont nécessaires. Ces corrections complémentaires sont introduites dans la procédure de calcul de la CEI 909, par le biais des facteurs de correction d'impédance K_G (2.2.2) et K_{PSU} (2.2.3 à 2.2.5).

Le but de cette procédure est d'obtenir une bonne approximation, aussi bien pour les courants de court-circuit partiels des alternateurs et des groupes de production que pour les courants de court-circuit aux différents points de court-circuit des réseaux maillés. Comme le montrent les figures 7 et 8, l'application du facteur K_{PSU} permet d'obtenir une bonne approximation pour les courants de court-circuit partiels des groupes de production. Une procédure qui permet d'améliorer cette méthode de calcul, pour les groupes de production comportant un transformateur avec ou sans changeur de prises en charge, est donnée en 2.3.4 et 2.3.5.

La question est alors de savoir si la méthode d'approximation, qui utilise une source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ avec $c = c_{\max}$ (CEI 909, tableau I) et les facteurs de correction d'impédance, conformément à 2.2.2 à 2.2.5, permet également d'obtenir des résultats suffisamment précis pour les courants de court-circuit dans les réseaux maillés, par rapport aux résultats obtenus avec la méthode de superposition. Pour répondre à cette question on a étudié des réseaux haute tension de tension nominale $U_n \geq 110 \text{ kV}$ ainsi que certaines parties de ces réseaux [6, 8, 12] et calculé les courants de court-circuit en 260 noeuds, en utilisant, d'une part, la méthode de superposition et, d'autre part, la méthode d'approximation décrite dans la CEI 909. Ces études concernent également des réseaux de tension nominale $U_n = 380 \text{ kV}$ ($U_m = 420 \text{ kV}$), bien que ce niveau de tension n'entre pas dans le domaine d'application de la

and with equation (28) the partial short-circuit current:

$$I''_{\text{kPSU}} = \frac{cU_{\text{nQ}}}{\sqrt{3} |t_r^2 Z_G + Z_T| K_{\text{PSU(IEC)}}} = \frac{1,1 \cdot 220 \text{ kV}}{\sqrt{3} |2,450 + j57,586| \Omega \cdot 0,872} = 2,780 \text{ kA}$$

This result is only 0,5 % higher than the result $I''_{\text{kPSU(t)}} = 2,765 \text{ kA}$ found in the case $U_G = U_{\text{rG}}$, but approximately 6 % lower than the result $I''_{\text{kPSU(t)}} = 2,971 \text{ kA}$ calculated with the correction factor $K_{\text{PSU(t)}}$ according to equation (37) with $U_G = 1,075 U_{\text{rG}}$.

From the above characteristic example it is obvious that $K_{\text{PSU(t)}}$ from equation (37) should be used if the unit transformer has no on-load tap changer and if U_G is considerably higher than U_{rG} , for example $U_G = 1,05 U_{\text{rG}} \dots 1,075 U_{\text{rG}}$.

2.2.6 Influence of the impedance correction factor when calculating short-circuit currents in meshed networks and maximum short-circuit current at worst case load flow

The derivations of 2.1.4 in connection with the simple model of figure 1 have shown that it is sufficient to choose the factor c_{max} (IEC 909, table I) as long as the voltage drop Δu is smaller than 10 % in medium and high-voltage networks and smaller than 5 % in low-voltage networks, when calculating the maximum initial symmetrical short-circuit currents, see equation (13) and the information following equation (15). Further investigations for the validity of equation (13), for example for network transformers with a variable transformation ratio, are given in [9]. Taking these investigations, it becomes clear that, in cases with $\Delta u > 10 \%$, additional corrections are necessary. These additional corrections are brought into the calculation procedure of IEC 909 by adequate impedance correction factors K_G (2.2.2) and K_{PSU} (2.2.3 to 2.2.5).

The aim is to find a good approximation for the partial short-circuit currents of generators and power-station units as well as for the short-circuit currents at the different short-circuit locations in meshed networks. As already shown in figures 7 and 8 the application of K_{PSU} leads to a good approximation of the partial short-circuit currents of power-station units. The improvement of the calculation method for power-station units with and without on-load tap changer of the unit transformers is given in 2.3.4 and 2.3.5.

The remaining question is, whether the approximation method, using the equivalent voltage source $cU_{\text{n}}/\sqrt{3}$ with $c = c_{\text{max}}$ (IEC 909, table I) and the impedance correction factors according to 2.2.2 to 2.2.5, also leads to results of short-circuit currents in meshed networks of sufficient accuracy in comparison to the results of the superposition method. To answer this question, high-voltage networks with $U_{\text{n}} \geq 110 \text{ kV}$ and parts thereof were examined [6,8,12] and results calculated for the short-circuit currents at 260 nodes using the superposition method, and using the approximation method given in IEC 909. Networks with $U_{\text{n}} = 380 \text{ kV}$ ($U_{\text{m}} = 420 \text{ kV}$) are included in these investigations though this voltage level is not within the scope of IEC 909, because a nominal system voltage belonging to $U_{\text{m}} = 420 \text{ kV}$ has not yet been standardized (IEC 38). The inclusion in this

CEI 909, parce que la tension nominale des réseaux faisant partie de $U_m = 420$ kV n'a pas encore été normalisée (CEI 38). Cependant, il semble justifié d'inclure cette étude, car dans tous les cas, la même relation $U_m/U_n \approx 1,1$ reste valable ($U_m/U_n = 123$ kV/110 kV $\approx 1,12$; $U_m/U_n = 245$ kV/220 kV $\approx 1,11$ et $U_m/U_n = 420$ kV/380 kV $\approx 1,105$).

Dans un premier temps, on a étudié par la méthode de superposition des réseaux haute tension de tension nominale $U_n \geq 110$ kV et avec 260 noeuds, afin d'obtenir les valeurs exactes $I''_k = I''_{k(s)}$ puis, pour obtenir les valeurs approximatives de I''_{kIEC} en utilisant la source de tension équivalente avec $c = c_{\max} = 1,1$ (CEI 909, tableau I) et les facteurs de correction d'impédance $K_{PSU(IEC)}$ selon l'équation (44) de la CEI 909. Le résultat obtenu est illustré par la courbe 1 de la figure 9, sous la forme d'une courbe d'erreur-fréquence cumulée avec une valeur médiane (valeur 50 %) égale à environ +4 % (la valeur médiane de I''_{kIEC} étant une valeur par excès). La variation entre $H = 10$ % et $H = 90$ % est relativement faible (côté gauche de la figure 9).

La charge retenue pour calculer $I''_{k(s)}$ avec la méthode de superposition correspondait à une charge précise du réseau, chargé fortement pendant la période d'hiver. Comme nous l'avons vu en 2.1.2, cette charge précise ne peut pas entraîner les courants de court-circuit maximaux à chaque noeud du réseau. Pour savoir dans quelle mesure les courants de court-circuit maximaux, calculés dans les conditions de charge les plus défavorables, peuvent être supérieurs aux courants de court-circuit représentés sur la courbe 1 de la figure 9, une méthode d'optimisation particulière a été mise au point [8, 12] à partir d'une programmation linéaire. Les résultats sont exprimés sous la forme I''_{kpes} , l'indice «pes» correspondant aux conditions de charge les plus défavorables. Dans cette procédure, les variables, ou conditions limites, correspondent à la plage de tension admissible (tension comprise entre U_n et $1,1U_n \approx U_m$), aux variations du rapport de transformation des transformateurs de groupe avec changeur de prises, à la dépendance de la tension de court-circuit de ces transformateurs en fonction de la position du changeur de prises $u_k = f(s)$, à la zone sous-excité des alternateurs de groupe et aux gammes possibles de puissance aux points de raccordement des alternateurs ou des groupes de production avec les charges.

Les résultats sont présentés sur la figure 9, sous la forme d'une courbe d'erreur-fréquence cumulée, par rapport aux courants de court-circuit les plus défavorables I''_{kpes} , voir la légende de la figure 9.

La différence entre les courbes 4 et 5 de la partie droite de la figure 9 illustre les conséquences d'une réduction de la zone sous-excité dans le diagramme de puissance des alternateurs [12].

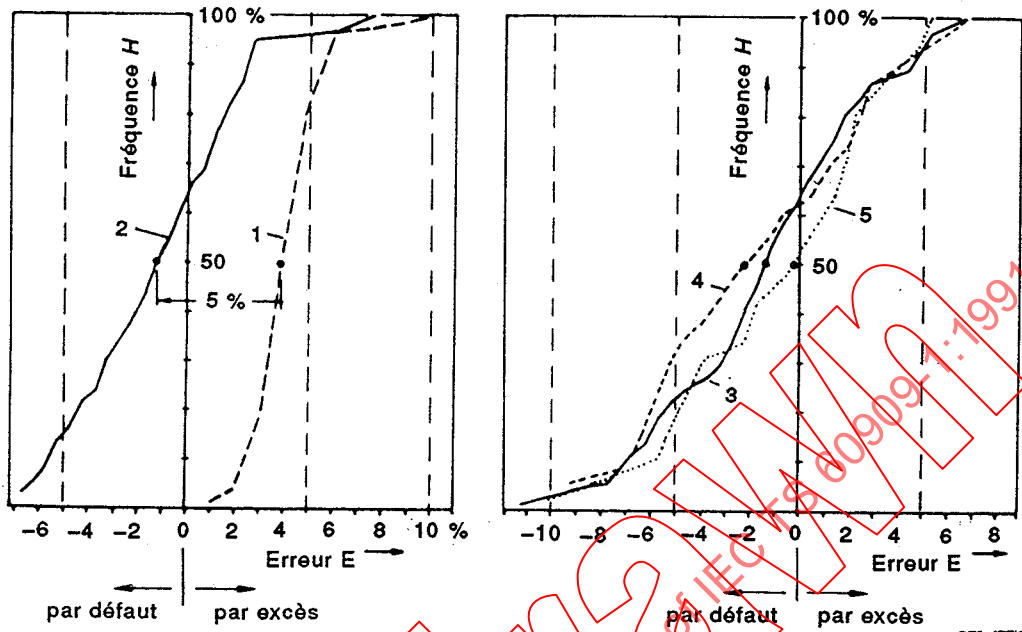
investigation seems justified because in all cases the same relation $U_m/U_n \approx 1,1$ is valid ($U_m/U_n = 123 \text{ kV}/110 \text{ kV} \approx 1,12$; $U_m/U_n = 245 \text{ kV}/220 \text{ kV} \approx 1,11$ and $U_m/U_n = 420 \text{ kV}/380 \text{ kV} \approx 1,105$).

As a first step high-voltage networks with $U_n \geq 110 \text{ kV}$ with 260 nodes were treated to find the exact values $I''_k = I''_{k(s)}$ with the superposition method and thereafter to find the approximative values of I''_{kIEC} using the equivalent voltage source with $c = c_{\max} = 1,1$ (IEC 909, table I) and the impedance correction factors $K_{PSU(IEC)}$ according to equation (44) of IEC 909. The result is given in curve 1 of figure 9 as a cumulative-frequency-error curve with a median value (50 %-value) of about +4 % (the median value of I''_{kIEC} is on the safe side). The variation between $H = 10 \%$ and $H = 90 \%$ is relatively small (figure 9 left side).

The load flow used to find $I''_{k(s)}$ from the superposition method was a particular load flow for the system, heavy loaded during winter. As already stated in 2.1.2, this one distinct load flow cannot lead to the maximum possible short-circuit currents at each node of the network. To find out to what extent the maximum possible short-circuit currents, calculated with a worst case load flow, may exceed the short-circuit current of curve 1 in figure 9, a special optimization method has been developed [8,12] with the help of linear programming. The results are indicated as I''_{kpes} with the index "pes" for the worst case load flow. The variables, respectively boundary conditions, in this procedure are the permissible voltage band (voltage between U_n and $1,1U_n \approx U_m$), the variation of the transformation ratio of unit transformers equipped with tap changers, the dependency of the short-circuit voltage of these transformers on the tap-changer position $u_k = f(s)$, the under-excited region of generators and the possible ranges of power at the connection points of generators or power-station units and loads.

The results are given in figure 9 as a cumulative-frequency-error curve related to the short-circuit currents I''_{kpes} , see the legend of figure 9.

The difference between curves 4 and 5 on the right side of figure 9 demonstrates the consequences of the restriction of the underexcited region in the power chart of generators [12].



CEI 677191

Courbe 1:
$$E = \frac{I''_{kIEC} - I''_k}{I''_k} 100 \%$$

Courbe 2 ... 5:
$$E = \frac{I''_{kIEC} - I''_{kpes}}{I''_{kpes}} 100 \%$$

I''_{kIEC} courant de court-circuit avec $c_{max} = 1,1$ et K_{PSU} , selon l'équation (44) de la CEI 909

I''_k courant de court-circuit obtenu par la méthode de superposition pour une charge élevée (voir texte)

I''_{kpes} courant de court-circuit obtenu dans le cas le plus défavorable (avec les conditions de charge les plus défavorables pour chaque noeud) [8, 12]

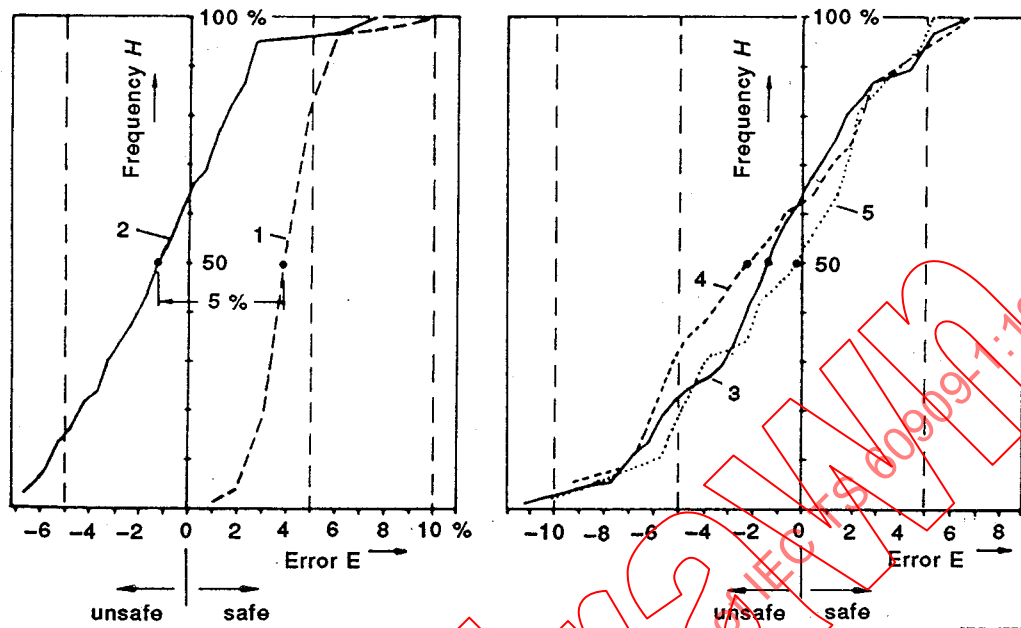
Courbe 2: Calcul de I''_{kpes} avec $u_k = u_{kr} = \text{constante}$

Courbe 3: Calcul de I''_{kpes} avec $u_k = f(s)$

Courbe 4: Calcul de I''_{kpes} pour un groupe de noeuds particulier mineur, avec $u_k = f(s)$

Courbe 5: Calcul de I''_{kpes} comme pour la courbe 4 mais avec des zones restreintes de fonctionnement en sous-excitation

Figure 9 - Courbes d'erreur-fréquence cumulée [12]



IEC 677191

Curve 1:
$$E = \frac{I''_{kIEC} - I''_k}{I''_k} 100 \%$$

Curve 2 ... 5:
$$E = \frac{I''_{kIEC} - I''_{kpes}}{I''_{kpes}} 100 \%$$

I''_{kIEC} short-circuit current with $c_{max} = 1,1$ and K_{PSU} , according to equation (44) of IEC 909

I''_k short-circuit current found with the superposition method for one heavy-load condition (see text)

I''_{kpes} short-circuit current found for the worst case (with worst case load flow conditions for each node) [8,12]

Curve 2: Calculation of I''_{kpes} with $u_k = u_{kr} = \text{const.}$

Curve 3: Calculation of I''_{kpes} with $u_k = f(s)$

Curve 4: Calculation of I''_{kpes} for a special minor group of nodes with $u_k = f(s)$

Curve 5: Calculation of I''_{kpes} in the same way as for curve 4 but with restricted areas of underexcited operation.

Figure 9 - Cumulative-frequency-error curves [12]

On peut donc tirer les conclusions suivantes de la figure 9:

- La valeur médiane (valeur 50 %) de la courbe d'erreur-fréquence cumulée des courants de court-circuit symétriques initiaux I''_{kIEC} exprimés relativement aux courants I''_{kpes} comme indiqué sur la courbe 2 de la figure 9, est supérieure d'environ 5 % aux résultats obtenus par la méthode de superposition normale (courbe 1, figure 9) qui utilise les réactances constantes des transformateurs: $u_k = u_{kr} = \text{const.}$, quelle que soit la position du changeur de prises.
- La différence entre les valeurs médianes (50 %) de la courbe 2 et de la courbe 3 de la figure 9 est très faible. La courbe 3 tient compte du changement de la tension de court-circuit u_k des transformateurs avec changeur de prises en fonction de la position de celui-ci.
- La réduction de la zone sous-excité des alternateurs réduit en général la valeur la plus élevée possible des courants de court-circuit, comme le montre l'évolution de la courbe 4 à la courbe 5 de la figure 9.

Au vu des résultats des études décrites aux articles 2.1 et 2.2, il apparaît clairement que la méthode de calcul décrite dans la CEI 909, utilisant la source de tension équivalente, $c = c_{\text{max}}$ (CEI 909, tableau I), et les facteurs de correction d'impédance K_G et K_{PSU} , compte tenu des remarques formulées dans les notes de 8.3.2.2 et 11.5.3.8 de la CEI 909 et des définitions énoncées aux articles 2.1 et 2.2 du présent rapport, permet d'obtenir des résultats suffisamment précis pour les courants de court-circuit maximaux, aussi bien au plan des conditions de sécurité qu'au plan économique. Généralement, il n'est pas nécessaire d'utiliser de facteurs de correction particuliers pour les transformateurs de réseau (CEI 909, 8.3.2.2, note).

Il est généralement admis que le transport de puissance réactive et donc les chutes de tension dans les réseaux maillés se limitent à la plage normale donnée dans la CEI 38 et constatée dans les réseaux d'énergie en service.

Le calcul des courants de court-circuit minimaux peut être nécessaire lorsque les alternateurs fonctionnent en sous-excitation, comme par exemple dans des conditions de charge peu élevée pendant la nuit, avec des réseaux de câble ou des stations d'hydro-pompage produisant une puissance réactive capacitive, comme déjà indiqué en 2.2.1. Il est évident que ces cas nécessitent une étude approfondie, qui est en dehors du domaine d'application de la CEI 909 et de la procédure qu'elle indique. Dans le cas d'un court-circuit éloigné de l'alternateur, les conditions données en 9.3 de la CEI 909 sont normalement suffisantes (2.2.1).

The following conclusions may be drawn from figure 9:

- The median value (50 %-value) of the cumulative-frequency-error curve for the initial symmetrical short-circuit currents I''_{kIEC} related to the currents I''_{kpes} as shown in curve 2 of figure 9 is about 5 % higher than the results found from the normal superposition method (curve 1 of figure 9) using constant reactances of the transformers: $u_k = u_{kr} = \text{const}$, independent of the position of the tap changer.
- There is only a small difference between the median values (50 %-values) between curve 2 and curve 3 of figure 9. Curve 3 considers the changing of the short-circuit voltage u_k of transformers with tap changer depending on tap changer position.
- The restriction of the area of underexcited operation of the generator reduces the highest possible short-circuit currents in general, as can be seen from the shifting of curve 4 to curve 5 in figure 9.

From the results of the investigations described in clauses 2.1 and 2.2, it becomes obvious that the calculation method given in IEC 909 using the equivalent voltage source, $c = c_{\text{max}}$ (IEC 909, table I), and the impedance correction factors K_G and K_{PSU} , taking into account the additional comments given in the notes of 8.3.2.2 and 11.5.3.8 of IEC 909 and the corresponding descriptions in clauses 2.1 and 2.2 of this report, provides sufficiently accurate results for the maximum short-circuit currents considering both safety requirements and economic aspects. Special correction factors for network transformers are generally not required (IEC 909, 8.3.2.2, note).

This general statement assumes that the transport of reactive power and thereby the voltage drops in meshed networks are limited to the normal range given in IEC 38 and found in real power systems.

The need for the calculation of minimum short-circuit currents may arise due to under-excited operation of generators, which can occur under low-load conditions during the night together with cable systems, or with hydro-pumping stations producing capacitive reactive power, as already described in 2.2.1. It is obvious that these cases need special thorough consideration beyond the scope and the procedure given in IEC 909. In the case of far-from-generator short circuit the conditions given in 9.3 of IEC 909 may normally be sufficient (2.2.1).

2.3 Facteur κ utilisé pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit

2.3.1 Généralités

Pour calculer la valeur de crête i_p du courant de court-circuit on utilise le facteur κ . L'équation de base est l'équation (16) de la CEI 909:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (38)$$

Dans le cas d'un court-circuit triphasé à simple alimentation, éloigné d'un alternateur (CEI 909, 9.1.1.2) le facteur κ est fonction de R/X ou X/R comme indiqué à la figure 8 de la CEI 909 ou peut être calculé à l'aide de l'approximation numérique suivante:

$$\kappa = \kappa_{IEC} = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} \quad (39)$$

L'équation $\kappa = \kappa_{IEC}$ s'applique aussi bien pour les réseaux à 50 Hz que pour les réseaux à 60 Hz. Le facteur κ doit donner la plus grande valeur instantanée de courant de court-circuit possible; c'est pourquoi on suppose que le court-circuit commence au zéro de tension (CEI 909, article 5) et que la valeur de crête i_p du courant de court-circuit est atteinte environ 10 ms (dans les réseaux à 50 Hz) ou 8,33 ms (dans les réseaux à 60 Hz) après l'apparition du court-circuit, voir 2.3.2 et 2.3.3.

Dans le cas d'un court-circuit proche d'un alternateur ou proche d'un moteur, la composante alternative symétrique du courant de court-circuit est également décroissante. Pour prendre cet effet en compte pendant les 10 ms (ou les 8,33 ms) qui suivent l'apparition du court-circuit, il convient d'introduire des rapports fictifs particuliers R_G/X_d'' (CEI 909, 11.5.3.6) et R_M/X_M (CEI 909, 11.5.3.5). Ces rapports sont nettement plus élevés que les rapports naturels R/X des machines synchrones et asynchrones. On les obtient à partir de mesures et de calculs.

Dans le cas de courts-circuits triphasés alimentés par des sources non maillées, voir par exemple la figure 22 de la CEI 909, la valeur de crête i_p du courant de court-circuit au point de court-circuit est égale à la somme des courants de court-circuit des différentes branches (CEI 909, 9.1.2 et 12.2.3).

Dans les réseaux maillés comportant des branches en parallèle et des combinaisons de branches en parallèle et en série (CEI 909, figures 10 et 23) on calcule la valeur de crête i_p du courant de court-circuit à l'aide de l'une des trois méthodes décrites en 9.1.3.2 de la CEI 909. Des détails sur ces trois méthodes ainsi que sur leurs applications sont donnés en 2.3.4.

Le principe de base sur lequel reposent les méthodes A, B et C qui permettent de calculer la valeur de κ et de i_p dans des réseaux maillés est que ces méthodes doivent s'appliquer aussi bien dans le cas de calculs manuels que dans le cas de calculs réalisés à l'aide d'un programme numérique approprié (équation (39)). D'autre part, il convient que les résultats ne diffèrent pas de la valeur exacte de plus de 5 % par défaut. Dans cet esprit, la notion de sécurité reste l'objectif principal, mais les aspects économiques doivent également être pris en considération.

2.3 Factor κ for the calculation of the peak short-circuit current

2.3.1 General

The factor κ is used for the calculation of the peak short-circuit current i_p . The basic equation is equation (16) of IEC 909:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad (38)$$

In the case of a single fed far-from-generator three-phase short circuit (IEC 909, 9.1.1.2) the factor κ is given as a function R/X or X/R in figure 8 of IEC 909, or can be calculated with the following numerical approximation:

$$\kappa = \kappa_{IEC} = 1,02 + 0,98 e^{-3R/X} \quad (39)$$

$\kappa = \kappa_{IEC}$ is valid for both 50-Hz-systems and 60-Hz-systems. The factor κ shall lead to the highest possible instantaneous value of the short-circuit current, therefore it is assumed that the short-circuit starts at zero voltage (IEC 909, clause 5) and i_p is reached approximately 10 ms (in 50 Hz systems) or 8,33 ms (in 60 Hz systems) after the beginning of the short-circuit, see 2.3.2 and 2.3.3.

In the case of a near-to-generator or a near-to-motor short circuit, the symmetrical a.c. component of the short-circuit current is also decaying. To account for this effect during the first 10 ms (or 8,33 ms) after the beginning of the short circuit, special fictive ratios R_G/X_d'' (IEC 909, 11.5.3.6) and R_M/X_M (IEC 909, 11.5.3.5) are introduced. These ratios are considerably higher than the normal ratios of R/X of the synchronous and asynchronous machines. They are found from measurements and calculations.

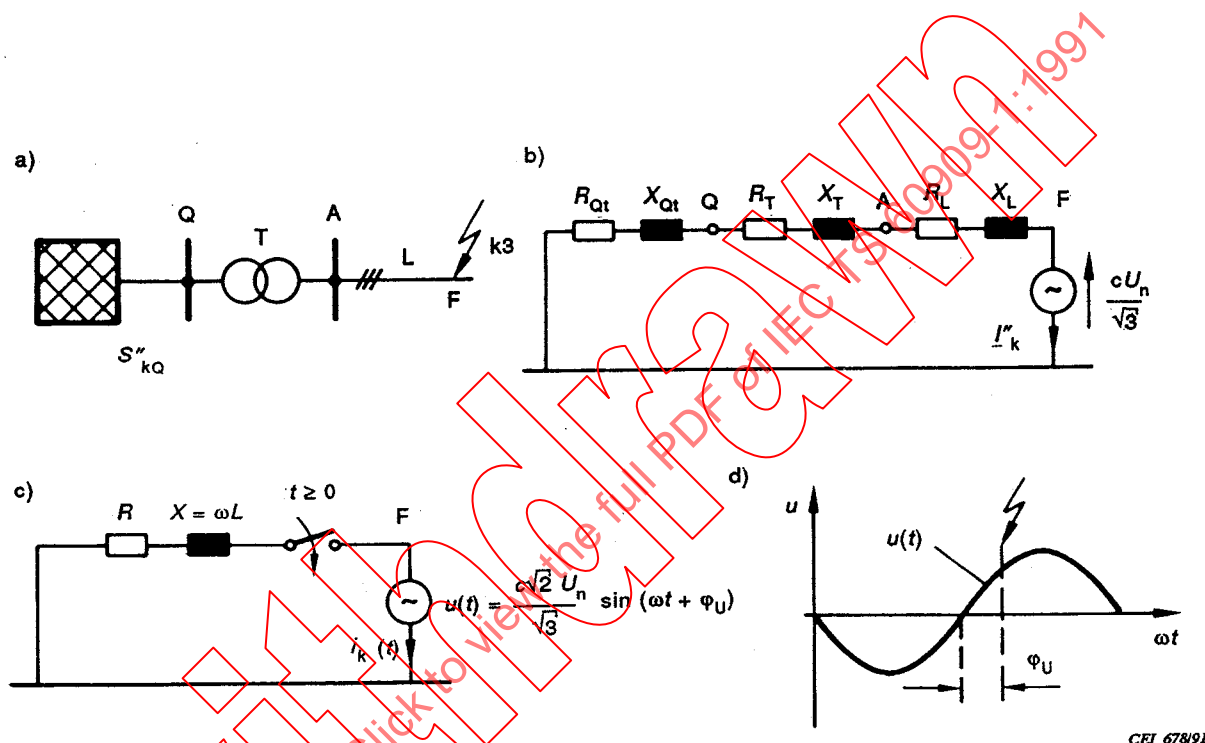
In the case of three-phase short circuits fed from non-meshed sources, see for instance figure 22 of IEC 909, the peak short-circuit current i_p at the short-circuit location is found as the sum of the peak short-circuit currents of the different branches (IEC 909, 9.1.2 and 12.2.3).

In meshed networks with parallel branches and combinations of parallel and series branches (IEC 909, figures 10 and 23) the calculation of the peak short-circuit current i_p is performed with one of the three methods given in 9.1.3.2 of IEC 909. Details of these three methods and their applications are given in 2.3.4.

The guiding principle for the methods A, B and C to calculate κ and i_p in meshed networks is the requirement, that the methods be applicable both for hand calculation and for calculations with a suitable digital programme, (equation (39)). Furthermore, the results should not differ more than 5 % from the exact value on the nonconservative side. In this concept the viewpoint of safety is the main goal, but also economic aspects have to be taken into account.

2.3.2 Facteur κ pour les circuits série R-L

Dans le cas d'un court-circuit triphasé à simple alimentation (court-circuit proche ou éloigné d'un alternateur) c'est-à-dire relatif à un circuit série R-L, la valeur i_p est calculée conformément à 9.1.1.2 de la CEI 909. L'exemple de la figure 10 illustre ceci en partant de l'hypothèse suivante: $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$.



CEI 678/91

- Exemple prenant comme hypothèse $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$
- Schéma du circuit équivalent du système direct utilisé dans le calcul du courant de court-circuit symétrique initial I''_k (CEI 909, figure 3)
avec $Z_k = R_k + jX_k = R_{Qt} + R_T + R_L + j(X_{Qt} + X_T + X_L)$
- Schéma du circuit équivalent du système direct pour le calcul de $i_p = \kappa \sqrt{2} I''_k$ avec $R = R_{Qt} + R_T + R_L$ et $X = \omega L = \omega(L_{Qt} + L_T + L_L)$, $\omega = 2\pi f$, $f = 50$ Hz ou 60 Hz
- Définition de l'angle de tension φ_U

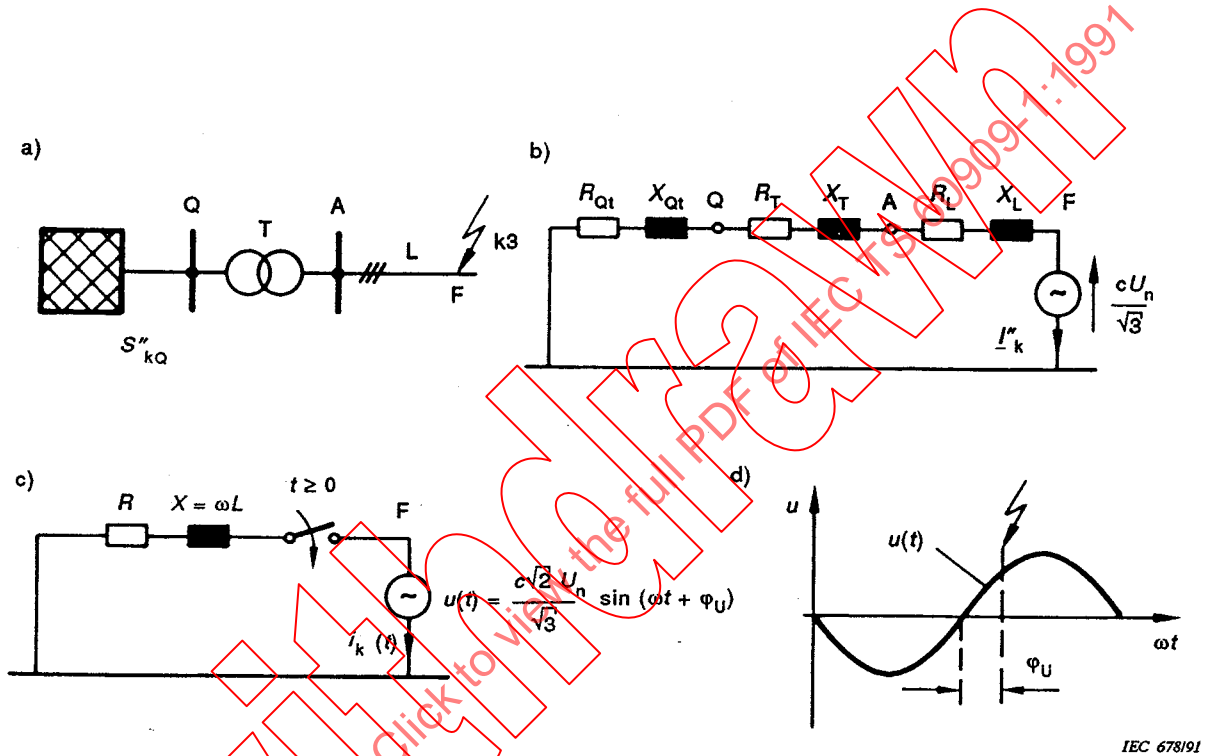
Figure 10 - Calcul du facteur κ dans le cas d'un court-circuit triphasé à simple alimentation (circuit série R-L)

A partir de la figure 10 c), on obtient l'équation différentielle suivante qui permet de calculer $i_k(t \geq 0)$:

$$Ri_k + L \frac{di_k}{dt} = \frac{c\sqrt{2}U_n}{\sqrt{3}} \sin(\omega t + \varphi_U) \quad (40)$$

2.3.2 Factor κ in series R-L-circuits

In the case of a single fed three-phase short circuit (near to generator or far-from-generator short circuit) i.e. in a series R-L-circuit, i_p is calculated in accordance with 9.1.1.2 of IEC 909. To demonstrate this, the example in figure 10 is given with the assumption $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$.



IEC 678/91

- Example with the assumption $Z_{Qt} \ll Z_T + Z_L$
- Equivalent circuit diagram of the positive-sequence system for the calculation of I''_k (IEC 909, figure 3) with $Z_k = R_k + jX_k = R_{Qt} + R_T + R_L + j(X_{Qt} + X_T + X_L)$
- Equivalent circuit diagram of the positive-sequence system for the calculation of $i_p = \kappa \sqrt{2} I''_k$ with $R = R_{Qt} + R_T + R_L$ and $X = \omega L = \omega(L_{Qt} + L_T + L_L)$, $\omega = 2\pi f$, $f = 50$ Hz or 60 Hz
- Definition of the voltage angle φ_U

Figure 10 - Calculation of the factor κ in the case of a single-fed three-phase short circuit (series R-L-circuit)

From figure 10 c) the following differential equation to calculate i_k is found ($t \geq 0$).

$$R i_k + L \frac{di_k}{dt} = \frac{c \sqrt{2} U_n}{\sqrt{3}} \sin(\omega t + \varphi_U) \quad (40)$$

La solution de l'équation (40) est:

$$i_k = \sqrt{2} I'_k [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin(\gamma - \varphi_U)] = \sqrt{2} I'_k \kappa \quad (41a)$$

où:

I'_k est la valeur initiale du courant de court-circuit triphasé (CEI 909, équation (14))

$$I'_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_k|} \quad \text{avec } Z = R + jX = Z_k$$

Z est l'impédance de court-circuit, $Z = Z_k = \sqrt{R^2 + X^2}$;

γ est l'angle d'impédance, $\gamma = \arctan \frac{X}{R}$;

φ_U est l'angle de tension à l'apparition du court-circuit, voir figure 10 d).

La valeur i_k dans l'équation (41a) se compose d'un terme périodique i_{kAC} et d'un terme apériodique décroissant $i_{kDC} = i_{DC}$ (CEI 909, figure 1):

$$i_k = i_{kAC} + i_{kDC} = \sqrt{2} I'_k \sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + \sqrt{2} I'_k e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin(\gamma - \varphi_U) \quad (41b)$$

A l'apparition du court-circuit ($t = 0$), le courant de court-circuit est égal à zéro:

$$i_k(t = 0) = i_{kAC}(t = 0) + i_{kDC}(t = 0) = 0.$$

Ce n'est que dans le cas particulier où $R/X = 0$, que la valeur de crête i_k du courant de court-circuit est atteinte exactement 10 ms (dans les réseaux à 50 Hz) ou 8,33 ms (dans les réseaux à 60 Hz) après l'apparition du court-circuit à partir du zéro de tension ($\varphi_U = 0$). Si l'on prend $R/X > 0$, la valeur de crête i_p du courant de court-circuit se produit normalement au moment $t_p < 10$ ms ou $t_p < 8,33$ ms.

La valeur maximale de i_p est obtenue par dérivation partielle de κ à partir de l'équation (41b) par rapport à t et φ_U . Par cette procédure, on obtient $\varphi_U = 0$, quel que soit le rapport R/X , et par conséquent $k = k_{\max}$ selon l'équation (41b):

$$\kappa = \sin(\omega t - \gamma) + e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin \gamma \quad (42)$$

On calcule le facteur κ et la valeur de t_p (au moment où se produit la valeur de crête du courant de court-circuit) à l'aide de l'équation (42) selon un processus d'itération. La figure 11 donne les valeurs exactes de κ en fonction du rapport R/X ou X/R . De plus, la valeur de t_p est indiquée pour une fréquence nominale de 50 Hz ($t_{p60} = t_{p50} \cdot 50 \text{ Hz}/60 \text{ Hz}$).

L'écart $\Delta\kappa_{IEC}$ par rapport à la valeur exacte de κ est inférieur à 0,6 % environ, tant que $0 \leq R/X \leq 1,2$ (figure 11).

The solution of equation (40) is:

$$i_k = \sqrt{2} I_k'' [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin(\gamma - \varphi_U)] = \sqrt{2} I_k'' \kappa \quad (41a)$$

where

I_k'' is the initial three-phase short-circuit current (IEC 909, equation (14))

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_k|} \quad \text{with } \underline{Z} = R + jX = \underline{Z}_k$$

Z is the short-circuit impedance, $Z = Z_k = \sqrt{R^2 + X^2}$;

γ is the impedance angle, $\gamma = \arctan \frac{X}{R}$;

φ_U is the voltage angle at the beginning of the short circuit, see figure 10 d).

i_k in equation (41a) is composed of a periodic term i_{kAC} and a decaying aperiodic term $i_{kDC} = i_{DC}$ (IEC 909, figure 1):

$$i_k = i_{kAC} + i_{kDC} = \sqrt{2} I_k'' \sin(\omega t + \varphi_U - \gamma) + \sqrt{2} I_k'' e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin(\gamma - \varphi_U) \quad (41b)$$

At the beginning of the short circuit ($t = 0$), the short-circuit current is equal to zero: $i_k(t = 0) = i_{kAC}(t = 0) + i_{kDC}(t = 0) = 0$.

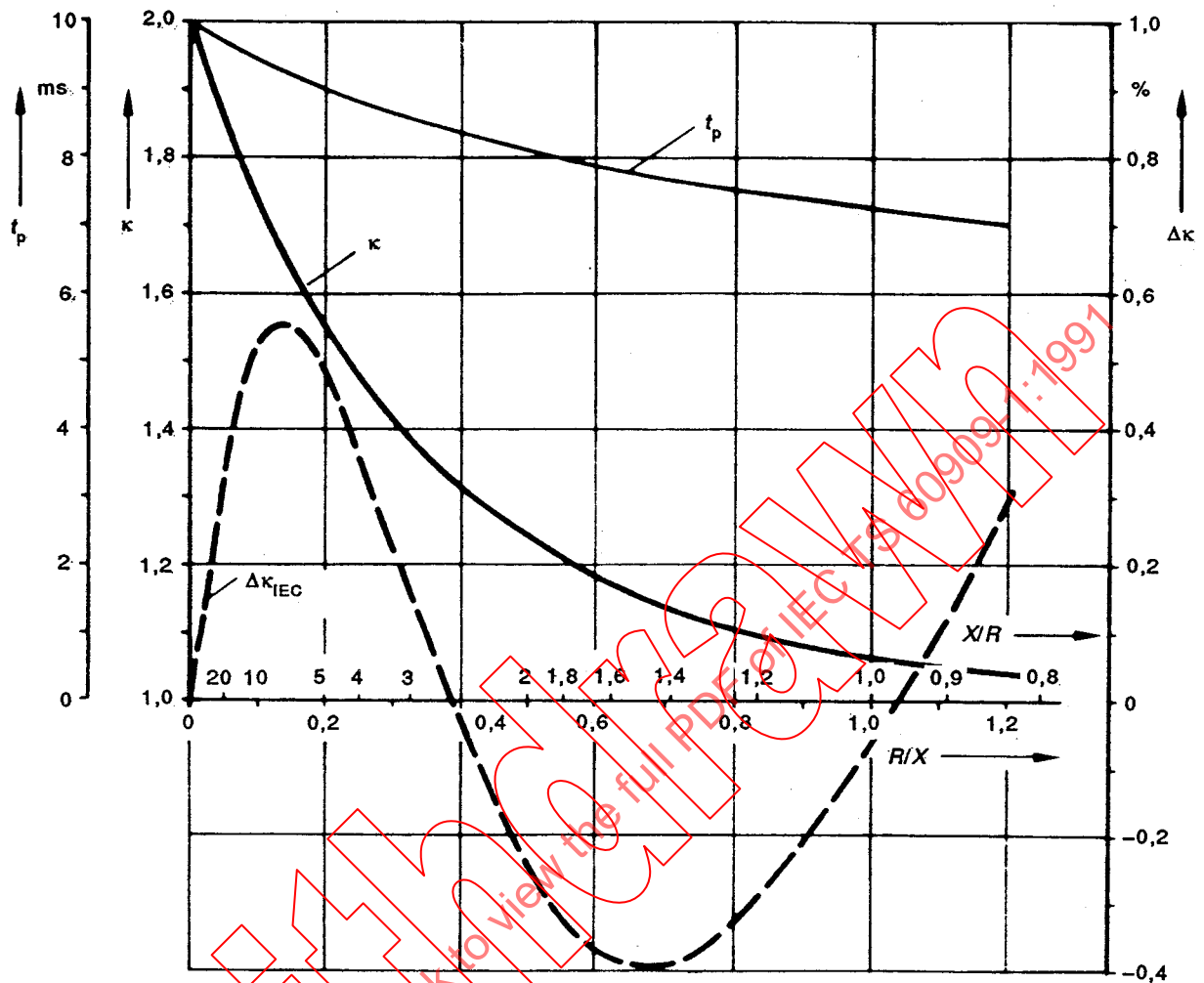
Only in the special case of $R/X = 0$, the peak value of the short-circuit current i_k is reached exactly 10 ms (in 50-Hz-systems) or 8,33 ms (in 60-Hz-systems) after the beginning of the short circuit at zero voltage ($\varphi_U = 0$). With $R/X > 0$ the peak short-circuit current i_p normally occurs at a time $t_p < 10$ ms or $t_p < 8,33$ ms.

The maximum of i_p is found by partial differentiation of κ from equation (41b) with respect to t and φ_U . From this procedure $\varphi_U = 0$ is found independent of the ratio R/X and therefore $\kappa = \kappa_{\max}$ from equation (41b):

$$\kappa = \sin(\omega t - \gamma) + e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin \gamma \quad (42)$$

The factor κ and the time t_p (when the peak short-circuit current occurs) is found from equation (42) by an iteration process. Figure 11 gives the exact values of κ depending on R/X or X/R . Furthermore the time t_p is given in the case of nominal frequencies 50 Hz ($t_{p60} = t_{p50} \cdot 50 \text{ Hz}/60 \text{ Hz}$).

The deviation $\Delta\kappa_{IEC}$ from the exact value κ is less than approximately 0,6 % as long as $0 \leq R/X \leq 1,2$ (figure 11).



CEI 679/91

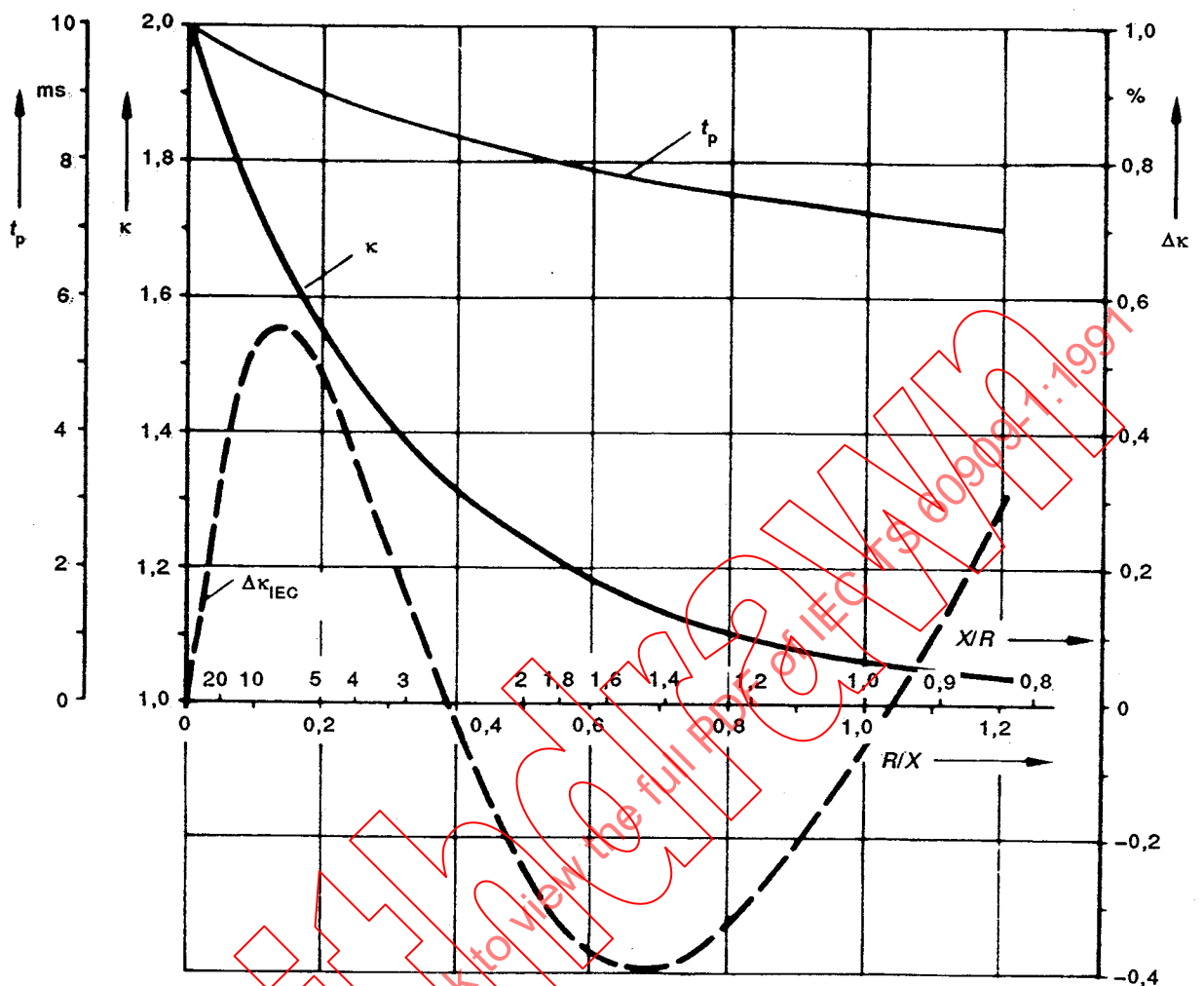
$$\text{Déviation } \Delta\kappa_{\text{IEC}} = \frac{\kappa_{\text{IEC}} - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \kappa_{\text{IEC}} \text{ selon l'équation (39)}$$

Figure 11 - Facteur κ et t_p ($f = 50$ Hz) en fonction de R/X ou X/R

Si l'on prend $\varphi_U \neq 0$, on obtient un facteur κ ($\varphi_U \neq 0$) $< \kappa$. Compte tenu de ceci, il convient de souvenir que lors d'un court-circuit triphasé on suppose que le courant s'établit simultanément sur les trois phases (CEI 909, 3.3) et qu'il n'est, par conséquent, pas nécessaire de prendre en compte une plage allant au-delà de $0 \leq \varphi_U \leq \pm 30^\circ$. L'écart maximal du facteur κ ($\varphi_U = \pm 30^\circ$) n'est que de -7 % environ par rapport à κ ($\varphi_U = 0$).

2.3.3 Facteur κ des branches en parallèle R-L

L'impédance d'un réseau maillé au point de court-circuit peut, selon la fréquence, être transformée par divisions partielles en un réseau à branches R-L en parallèle, chacune des branches en parallèle correspondant à une des valeurs propres du réseau maillé.



IEC 679/91

$$\text{Deviation } \Delta\kappa_{\text{IEC}} = \frac{\kappa_{\text{IEC}} - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \kappa_{\text{IEC}} \text{ according to equation (39)}$$

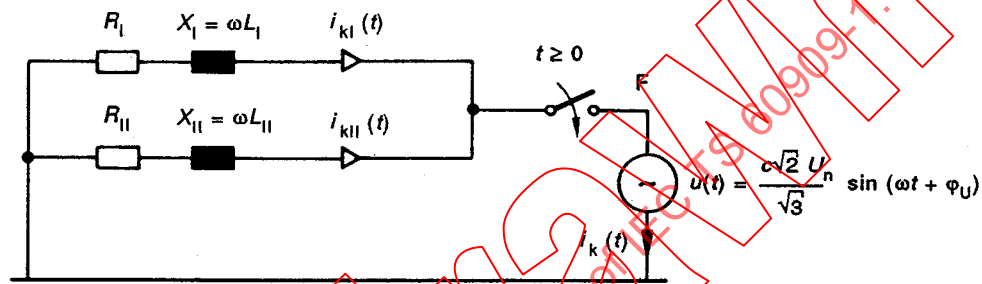
Figure 11 - Factor κ and t_p ($f = 50$ Hz) as a function of R/X or X/R

In the case of $\varphi_U \neq 0$ a factor κ ($\varphi_U \neq 0$) $< \kappa$ is found. Considering these cases, it should be remembered, that the current in a three-phase short circuit is assumed to be made simultaneously in all three poles (IEC 909, 3.3) and therefore it is not necessary to take a range outside $0 \leq \varphi_U \leq \pm 30^\circ$ into account. The factor κ ($\varphi_U = \pm 30^\circ$) has a maximum deviation only of about -7 % against κ ($\varphi_U = 0$).

2.3.3 Factor κ of parallel R-L-branches

The impedance of a meshed network at the short-circuit location, depending on frequency, can be transformed by partial divisions to a network with parallel R-L-branches where each of the parallel branches represents one of the eigenvalues of the meshed network.

La configuration la plus simple, consiste donc en un système équivalent à deux branches en parallèle, comme le montre la figure 12, ayant comme impédances $Z_I = R_I + jX_I$ et $Z_{II} = R_{II} + jX_{II}$ et présentant une variation des rapports R_I/X_I et R_{II}/X_{II} pour divers rapports Z_I/Z_{II} . Pour des lignes basse et haute tension, la plage des valeurs possibles du rapport R/X dans le système direct se situe entre 0,05 et ≈ 10 . Les rapports R/X des transformateurs dépendent essentiellement de la puissance apparente assignée S_{rT} . On peut également avoir une plage de valeurs comprise entre 0,007 et 0,4. C'est pourquoi, il suffit de prendre en compte, pour les deux branches parallèles, la plage de valeurs suivante: $0,005 \leq R/X \leq 10$.



CEI 680/91

Figure 12 - Schéma du circuit équivalent utilisé pour le calcul de κ dans le cas de deux branches en parallèle (système direct)

Au vu de la figure 12, on peut déduire l'équation suivante pour calculer la valeur du courant de court-circuit en fonction du temps i_k au point de court-circuit F:

$$\begin{aligned} i_k &= i_{kI} + i_{kII} \\ &= \sqrt{2} I''_{kI} [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_I) + e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} \sin(\gamma_I - \varphi_U)] \\ &\quad + \sqrt{2} I''_{kII} [\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_{II}) + e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \sin(\gamma_{II} - \varphi_U)] \end{aligned} \quad (43)$$

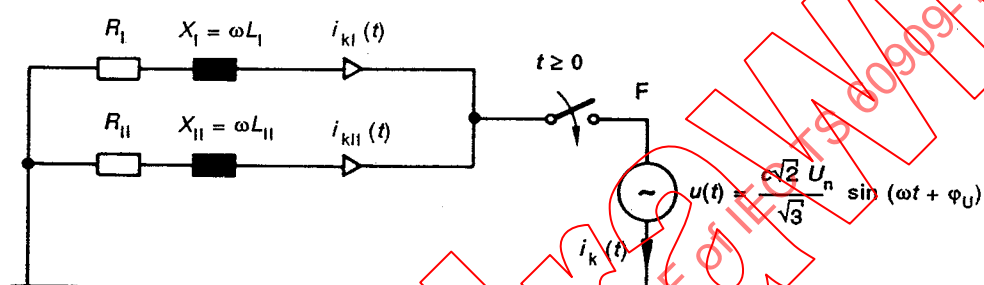
La valeur de crête i_p du courant de court-circuit est égale à

$$i_p = i_{kmax} = \kappa \sqrt{2} I''_k \quad (44)$$

$$\text{avec } I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_k|} \quad \text{et} \quad Z_k = \frac{Z_I Z_{II}}{Z_I + Z_{II}} = R_k + jX_k$$

En dérivant partiellement l'équation (43) par rapport à t et φ_U , on peut démontrer, comme en 2.3.2, que là encore le courant de court-circuit atteint sa valeur maximale lorsque $\varphi_U = 0$.

The simplest configuration is therefore an equivalent of two parallel branches as shown in figure 12 with the impedances $Z_I = R_I + jX_I$ and $Z_{II} = R_{II} + jX_{II}$ and the variation of the ratios R_I/X_I and R_{II}/X_{II} at various relations Z_I/Z_{II} . The possible range of the ratio R/X in the positive-sequence system of low and high-voltage lines lies between 0,05 and ≈ 10 . The ratios R/X of transformers depend essentially on the rated apparent power S_{rT} . A range of 0,007 up to 0,4 can be found. Therefore it seems to be sufficient to consider the range $0,005 \leq R/X \leq 10$ for the two parallel branches.



IEC 60909/91

Figure 12 - Equivalent circuit diagram for the calculation of κ in case of two parallel branches (positive-sequence system)

Taking figure 12 it is possible to derive the following equation for the calculation of the time dependent short-circuit current i_k at the short-circuit location F:

$$\begin{aligned}
 i_k &= i_{kI} + i_{kII} \\
 &= \sqrt{2} I''_{kI} \left[\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_I) + e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} \sin(\gamma_I - \varphi_U) \right] \\
 &\quad + \sqrt{2} I''_{kII} \left[\sin(\omega t + \varphi_U - \gamma_{II}) + e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \sin(\gamma_{II} - \varphi_U) \right]
 \end{aligned} \tag{43}$$

The peak short-circuit current i_p is defined as:

$$i_p = i_{kmax} = \kappa \sqrt{2} I''_k \tag{44}$$

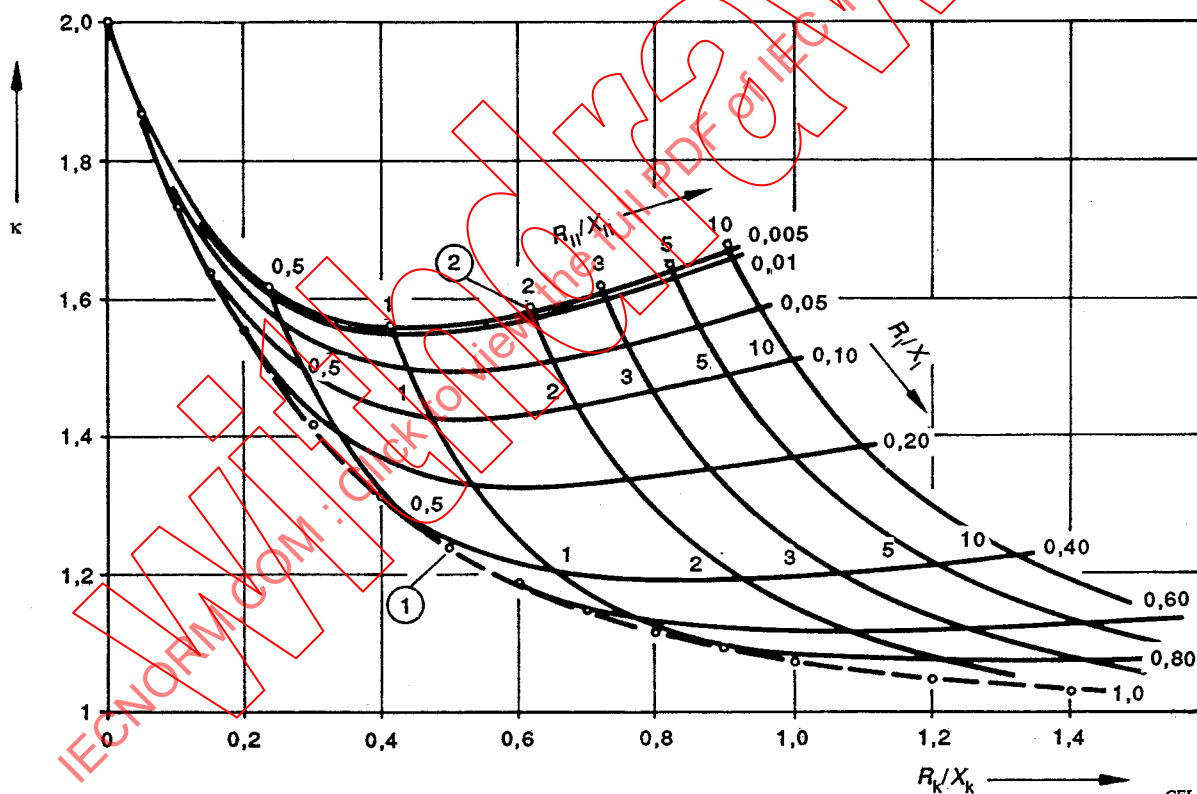
$$\text{with } I''_k = \frac{c U_n}{\sqrt{3} |Z_k|} \quad \text{and} \quad Z_k = \frac{Z_I Z_{II}}{Z_I + Z_{II}} = R_k + jX_k$$

By partial differentiation of equation (43) with respect to t and φ_U it is possible, as in 2.3.2, to demonstrate that in this case also the short-circuit current reaches its maximum at $\varphi_U = 0$.

Le facteur κ est alors égal à:

$$\kappa = \frac{Z_k}{Z_I} \sin(\omega t - \gamma_I) + \frac{Z_k}{Z_{II}} \sin(\omega t - \gamma_{II}) + \frac{Z_k X_I}{Z_I^2} e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} + \frac{Z_k X_{II}}{Z_{II}^2} e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \quad (45)$$

La figure 13 donne les valeurs du facteur κ tracées en fonction du rapport R_k/X_k , pour la configuration de la figure 12, en prenant comme paramètres: $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ et $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,00$ dans le cas particulier de $Z_I = Z_{II}$. L'enveloppe inférieure équivaut au facteur κ de l'équation (39). On obtient la valeur de l'enveloppe supérieure lorsque $R_I/X_I = 0$. L'enveloppe inférieure de la valeur de temps t_p est donnée par les valeurs de t_p indiquées sur la figure 11.



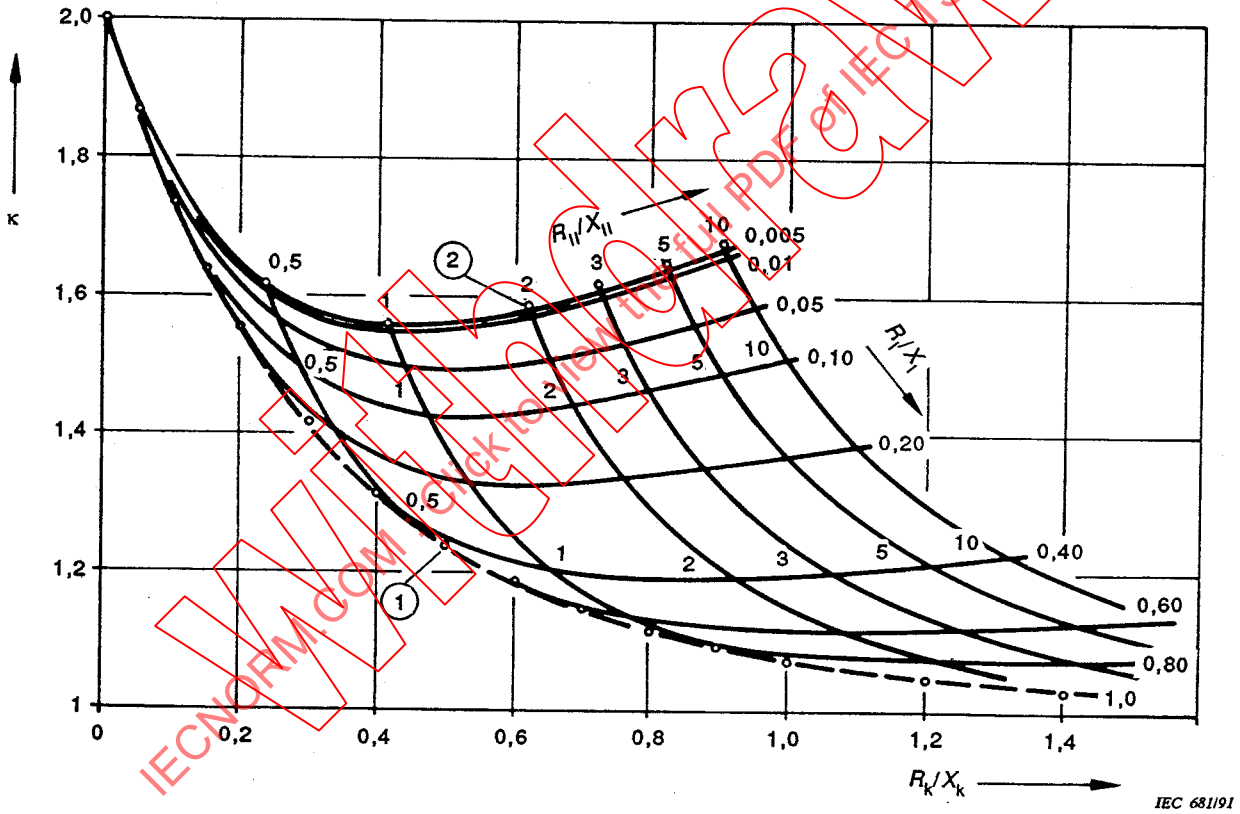
1. Limite inférieure: κ suivant l'équation (42)
2. Limite supérieure: $R_I/X_I \rightarrow 0$

Figure 13 - Facteur κ relatif au calcul de $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ dans le cas de deux branches en parallèle, comme indiqué à la figure 12, avec $Z_I = Z_{II}$.
 $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ et $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$

The factor κ is:

$$\kappa = \frac{Z_k}{Z_I} \sin(\omega t - \gamma_I) + \frac{Z_k}{Z_{II}} \sin(\omega t - \gamma_{II}) + \frac{Z_k X_I}{Z_I^2} e^{-\frac{R_I}{X_I} \omega t} + \frac{Z_k X_{II}}{Z_{II}^2} e^{-\frac{R_{II}}{X_{II}} \omega t} \quad (45)$$

Figure 13 gives the factor κ for the configuration of figure 12 plotted against R_k/X_k with the parameters $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ and $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,00$ in the special case $Z_I = Z_{II}$. The lower envelope is equivalent to the factor κ of equation (39). The upper envelope is found in the case of $R_I/X_I = 0$. The lower envelope for the time t_p is given by the values of t_p in figure 11.



1. Lower envelope: κ according to equation (42)
2. Upper envelope: $R_I/X_I \rightarrow 0$

Figure 13 - Factor κ for the calculation of $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ for the case of two parallel branches as shown in figure 12, with $Z_I = Z_{II}$.
 $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ and $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 10,0$

La figure 14 montre les écarts $\Delta\kappa$ des valeurs approchées de κ_a , $1,15 \kappa_b$ et κ_c , calculées à l'aide des méthodes A, B ou C du 9.1.3.2 de la CEI 909, par rapport aux valeurs exactes obtenues avec l'équation (45).

$$\Delta\kappa_a = \frac{\kappa_a - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \Delta(1,15 \kappa_b) = \frac{1,15\kappa_b - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \Delta\kappa_c = \frac{\kappa_c - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% \quad (46)$$

Au vu des résultats donnés à la figure 14, on peut déduire les conclusions suivantes:

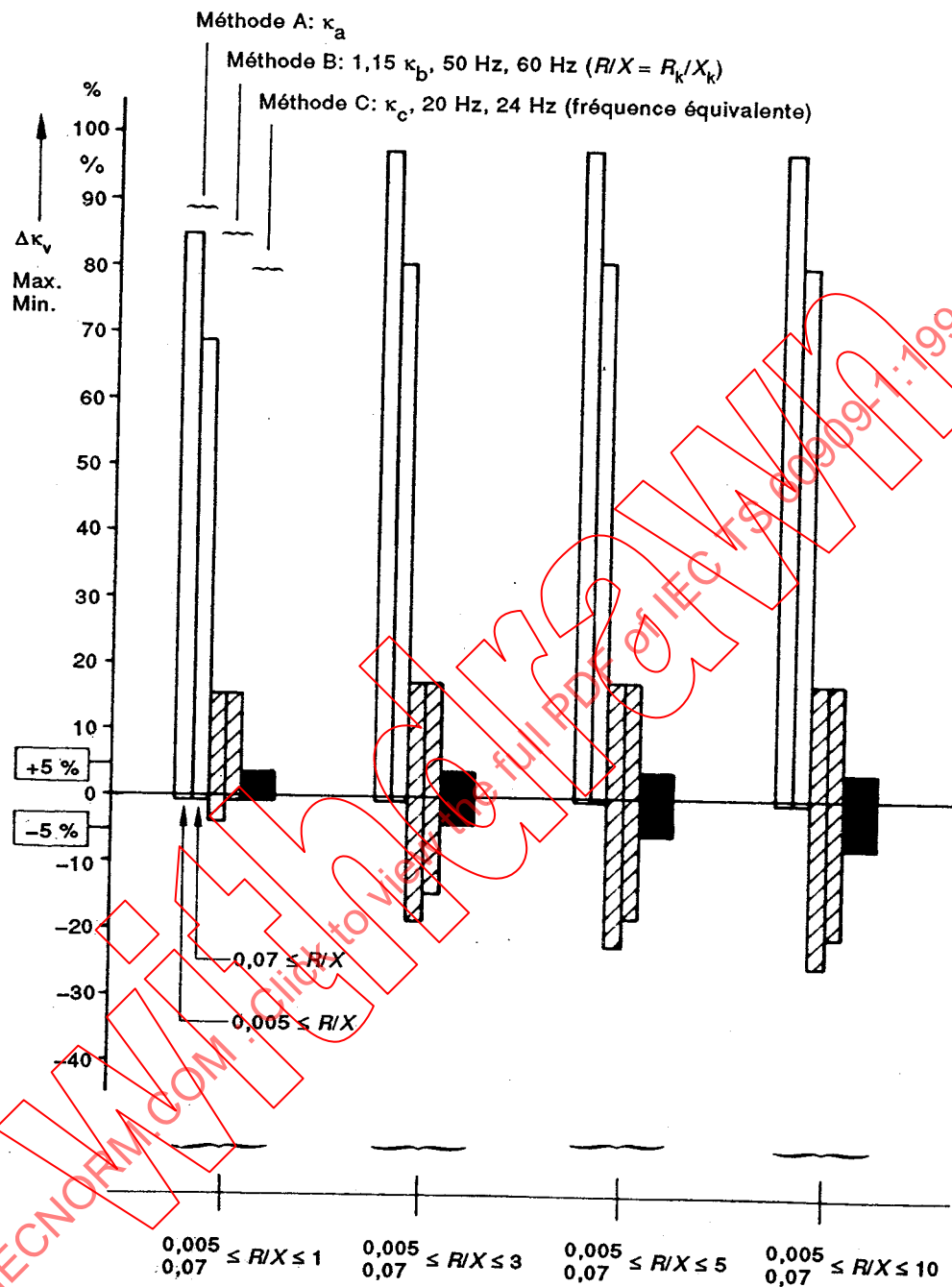
- Le facteur κ_a donne toujours des valeurs par excès ($\kappa_a \geq \kappa$). Dans les cas extrêmes, le facteur κ_a est supérieur au facteur κ d'environ 100 %. On n'a pas tenu compte dans ces calculs, de la restriction relative aux branches qui, ensemble transportent 80 % du courant de court-circuit (CEI 909, 9.1.3.2, méthode A).
- Le facteur $1,15 \kappa_b$ utilisé dans le calcul de $i_p = 1,15 \kappa_b \sqrt{2} I_k''$ (CEI 909, 9.1.3.2, méthode B) donne des valeurs par excès et par défaut. Ce n'est que si les valeurs des deux rapports R_I/X_I et R_{II}/X_{II} se situent dans la plage $0,005 \leq R/X \leq 1,0$, que les valeurs de $\Delta\kappa$ ne seront pas inférieures à -5 %, par défaut. La méthode B est donc limitée aux cas où la plage $0,005 \leq R/X \leq 1,0$ s'applique à toutes les branches d'un réseau. On constate en général cette plage dans les réseaux haute tension de tension nominale $U_n \geq 110$ kV.
- Le facteur κ_c donne des écarts $\Delta\kappa_c$ qui se situent entre +3,7 % et -6,5 % par rapport aux valeurs exactes de κ . Les limites de ± 5 % (voir 2.3.1) sont respectées dans les cas où l'on a les plages suivantes: $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ et $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 5,0$.

Figure 14 gives the deviations $\Delta\kappa$ of the approximate values of κ_a , $1,15\kappa_b$ and κ_c , calculated with the methods A, B and C of 9.1.3.2 of IEC 909, from the exact values found from equation (45).

$$\Delta\kappa_a = \frac{\kappa_a - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \Delta(1,15 \kappa_b) = \frac{1,15\kappa_b - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% ; \Delta\kappa_c = \frac{\kappa_c - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% \quad (46)$$

The conclusions from the results given in figure 14 are:

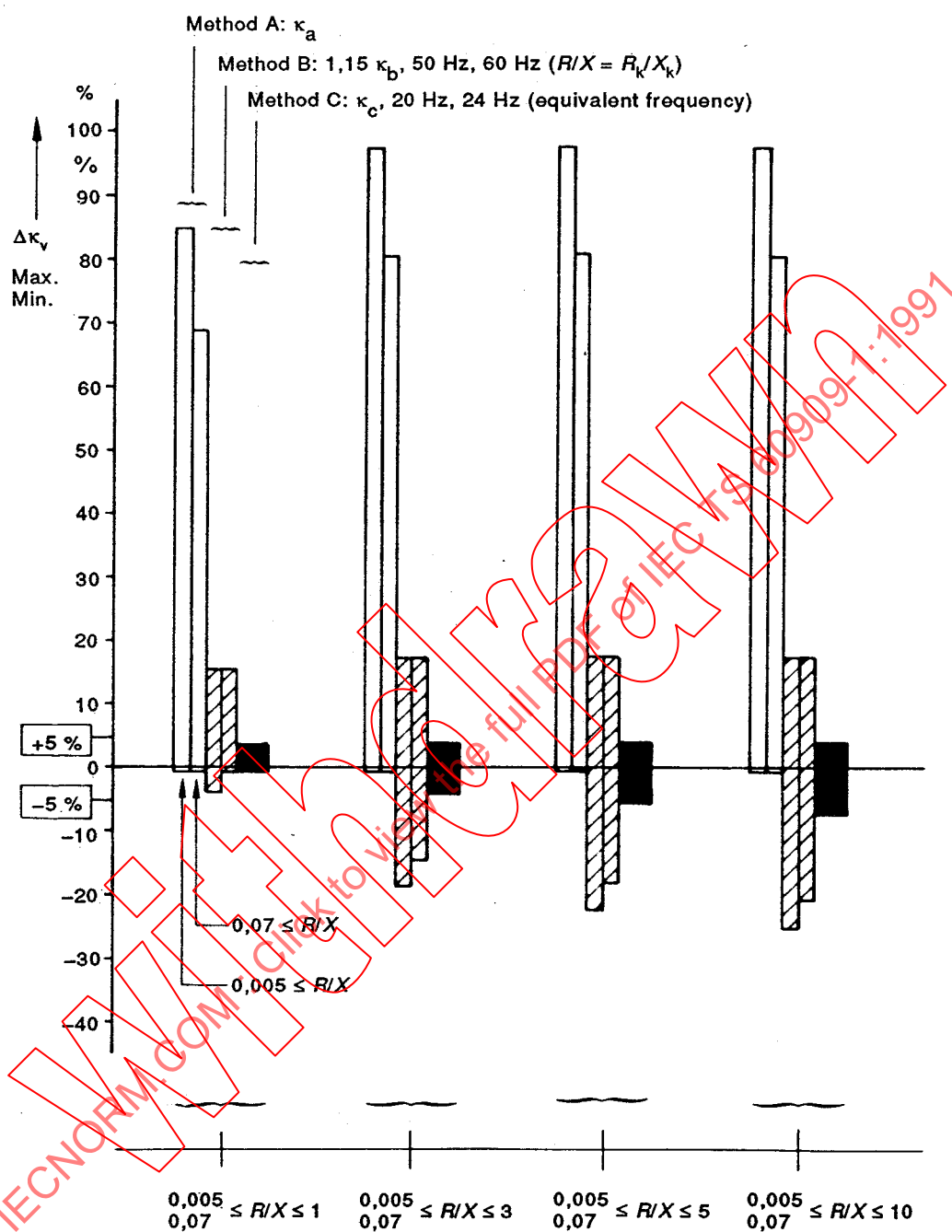
- The factor κ_a always gives results on the safe side ($\kappa_a \geq \kappa$). In extreme cases the factor κ_a is about 100 % greater than κ . The restriction to the branches which together carry 80 % of the short-circuit current (IEC 909, subclause 9.1.3.2, method A) was not taken into account during these calculations.
- The factor $1,15 \kappa_b$ for the calculation of $i_p = 1,15 \kappa_b \sqrt{2} I'_k$ (IEC 909, 9.1.3.2, method B) gives results on the conservative and on the non-conservative side. Only if both ratios R_I/X_I and R_{II}/X_{II} are within the range $0,005 \leq R/X \leq 1,0$, are the results of $\Delta\kappa$ not lower than -5 %, on the non-conservative side. Therefore method B is limited to cases when $0,005 \leq R/X \leq 1,0$ is valid for all branches of a network. Normally this range is found in high-voltage systems with $U_n \geq 110$ kV.
- The factor κ_c gives deviations $\Delta\kappa_c$ in the range between +3,7 % and -6,5 % against the exact values of κ . The limits ± 5 % (see 2.3.1) are met in the case of $0,005 \leq R_I/X_I \leq 1,0$ and $0,005 \leq R_{II}/X_{II} \leq 5,0$.



CEI 682/91

$$\Delta\kappa_v = \frac{\kappa_v - \kappa}{\kappa} 100 \% \text{ avec } \kappa_v = \kappa_a, 1,15 \kappa_b \text{ et } \kappa_c$$

Figure 14 - Déviations $\Delta\kappa_a$, $\Delta(1,15 \kappa_b)$ et $\Delta\kappa_c$ par rapport à la valeur exacte κ comprise dans la plage $0,005 \leq Z_I/Z_{II} \leq 1,0$ pour la configuration de la figure 12



IEC 682/91

$$\Delta\kappa_v = \frac{\kappa_v - \kappa}{\kappa} \cdot 100 \% \text{ with } \kappa_v = \kappa_a, 1,15 \kappa_b \text{ and } \kappa_c$$

Figure 14 - Deviations $\Delta\kappa_a$, $\Delta(1,15 \kappa_b)$ and $\Delta\kappa_c$ from the exact value κ with $0,005 \leq Z_I/Z_{II} \leq 1,0$ for the configuration of figure 12

2.3.4 Méthodes de calcul de la valeur de crête i_p des courants de court-circuit dans les réseaux maillés

Les méthodes de calcul A, B et C décrites en 9.1.3.2 de la CEI 909 s'appliquent aussi bien aux courts-circuits éloignés d'un alternateur qu'aux courts-circuits proches de celui-ci. L'équation de base (38) (CEI 909, équation (16)) est valable quelle que soit la méthode utilisée. Cependant, il peut être utile de donner quelques indications supplémentaires.

Méthode A: Rapport uniforme R/X ou X/R

Prendre $\kappa = \kappa_a$

Le facteur κ_a est donné par la figure 8 de la CEI 909 ou l'équation (39) en prenant la plus petite valeur du rapport R/X ou la plus grande valeur du rapport X/R de toutes les branches du réseau, qui ensemble transportent au moins 80 % du courant de court-circuit total et qui ont le même niveau de tension que celui existant au point de court-circuit.

Cette méthode qui ne prend pas en compte les restrictions relatives aux branches qui transportent au moins 80 % du courant de court-circuit total, donne, suivant la figure 14, des résultats par excès.

Cependant, si l'on tient compte de la restriction à 80 % du courant de court-circuit total, on peut obtenir dans les cas extrêmes des résultats par défaut, comme le montre l'exemple ci-après, qui repose sur la configuration de la figure 12:

$$\left. \begin{aligned} Z_I &= (3 + j1) \, \Omega \\ Z_I &= 3,162 \, \Omega; R_I/X_I = 3,0 \\ Z_{II} &= (1,2585 + j12,5852) \, \Omega \\ Z_{II} &= 12,648 \, \Omega; R_{II}/X_{II} = 0,1 \end{aligned} \right\} \begin{aligned} Z_k &= (2,430 + j1,410) \, \Omega \\ Z_k &= 2,8093 \, \Omega; Z_I/Z_{II} = 0,25 \end{aligned}$$

Méthode A: $I''_{kI} = 0,8 I''_k$; $I''_{kII} = 0,2 I''_k$; d'où $R/X = R_I/X_I = 3,0$; $\kappa = \kappa_a = 1,0201$

Valeur exacte $\kappa = 1,1797$; $\Delta\kappa_a = \frac{\kappa_a - \kappa}{\kappa} 100 \% = -13,5 \%$

Des différences importantes entre R_I/X_I et R_{II}/X_{II} sont peu probables au même niveau de tension dans des réseaux réels, c'est pourquoi cet exemple correspond en fait à un cas extrême.

Comme le montre la figure 14, les calculs utilisant le facteur κ_a peuvent conduire à des résultats donnant des marges de sécurité élevées, si les rapports R/X sont différents. Il convient donc d'utiliser la méthode A uniquement comme une première estimation, limitée aux calculs des courants de court-circuit en prenant uniquement les réactances et $R_k < 0,3 X_k$ (CEI 909, 9.1.1.1).

Le matériel électrique dans les réseaux basse tension et donc par conséquent aussi les branches du réseau ont normalement des rapports $R/X \geq 0,07$. On peut donc en déduire que, dans les réseaux basse tension, la valeur de κ_a est limitée à 1,8 (CEI 909, 9.1.3.2, méthode A); voir également les indications relatives au facteur κ_a de la figure 14, pour des rapports compris entre $0,07 \leq R/X \leq 1,0$ et $0,07 \leq R/X \leq 10,0$.

2.3.4 Methods for the calculation of the peak short-circuit current i_p in meshed networks

The methods A, B and C are given in 9.1.3.2 of IEC 909 for both far-from-generator and near-to-generator short circuits. The basic equation (38) (IEC 909, equation (16)) is applied independently of the method. Some additional information may be useful.

Method A: Uniform ratio R/X or X/R

Use $\kappa = \kappa_a$

The factor κ_a is determined from figure 8 of IEC 909 or from equation (39) taking the smallest ratio of R/X or the largest ratio of X/R of those branches of the network which together carry at least 80 % of the short-circuit current and which have the same voltage level as the short-circuit location.

This method without the limitations to the branches which carry at least 80 % short-circuit current leads in accordance with figure 14 to results on the safe side.

If the limitation to 80 % of the short-circuit current is taken into account, extreme cases may however lead to results on the unsafe side as the following example with the configuration of figure 12 demonstrates:

$$\left. \begin{aligned} Z_I &= (3 + j1) \Omega \\ Z_{II} &= 3,162 \Omega; R_I/X_I = 3,0 \\ Z_{II} &= (1,2585 + j12,5852) \Omega \\ Z_{II} &= 12,648 \Omega; R_{II}/X_{II} = 0,1 \end{aligned} \right\} \begin{aligned} Z_k &= (2,430 + j1,410) \Omega \\ Z_k &= 2,8093 \Omega; Z_I/Z_{II} = 0,25 \end{aligned}$$

Method A: $I''_{kI} = 0,8 I''_k$; $I''_{kII} = 0,2 I''_k$; therefore $R/X = R_I/X_I = 3,0$; $\kappa = \kappa_a = 1,0201$

Exact value $\kappa = 1,1797$; $\Delta\kappa_a = \frac{\kappa_a - \kappa}{\kappa} 100 \% = -13,5 \%$

Significant differences between R_I/X_I and R_{II}/X_{II} are not very likely at the same voltage level in real networks, therefore this example is an extreme case.

Figure 14 demonstrates that the calculation with κ_a may lead to results with high safety margins if the ratios R/X are different. Therefore method A should be used as a first estimation only, limited to those cases of short-circuit current calculations with reactances only and $R_k < 0,3 X_k$ (IEC 909, 9.1.1.1).

The electrical equipment in low-voltage networks and therefore also the branches normally have ratios of $R/X \geq 0,07$. This leads to the statement, that the factor κ_a is limited to 1,8 in low-voltage networks (IEC 909, 9.1.3.2, method A), see also the information for κ_a in figure 14 with the ratios $0,07 \leq R/X \leq 1,0$ up to $0,07 \leq R/X \leq 10,0$.

Méthode B: Rapport R/X ou X/R au point de court-circuit

Prendre $\kappa = 1,15 \kappa_b$

Le facteur κ_b est donné par la figure 8 de la CEI 909 ou par l'équation (39), en prenant les rapports R_k/X_k ($Z_k = R_k + jX_k$) au point de court-circuit F calculé à une fréquence $f = 50$ Hz ou $f = 60$ Hz. Le coefficient 1,15 est un coefficient de sécurité couvrant les imprécisions introduites par l'emploi du rapport R_k/X_k dans le calcul de κ_b (voir figure 13). Les calculs décrits en 2.3.3 montrent cependant qu'il est aussi nécessaire d'avoir un rapport $R/X \leq 1$ dans toutes les branches du réseau, afin d'éviter d'avoir des écarts supérieurs à -5 %, par défaut (voir figure 14: $\Delta (1,15 \kappa_b)$). Pour éviter ceci, il est recommandé d'utiliser la méthode C.

Tant que la valeur du rapport R/X est inférieure à 0,3 dans toutes les branches du réseau, il n'est pas nécessaire d'utiliser le coefficient de sécurité 1,15.

De même, dans ce cas, comme avec la méthode A, la valeur du facteur $1,15 \kappa_b$ est limitée à 1,8 dans les réseaux basse tension. Pour éviter d'obtenir des résultats irréalistes dans les réseaux haute tension avec des rapports $R_k/X_k < 0,1$, la valeur du facteur $1,15 \kappa_b$ est limitée à 2,0 (CEI 909, 9.1.3.2, méthode B).

Méthode C: Fréquence équivalente $f_c = 20$ Hz ou $f_c = 24$ Hz [5]

Prendre $\kappa = \kappa_c$

Le facteur κ_c est donné par la figure 8 de la CEI 909 ou par l'équation (39) en prenant le rapport:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \text{ou} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c}$$

L'impédance Z_c est l'impédance vue du point de court-circuit F lorsqu'on applique une source de tension équivalente de fréquence $f_c = 20$ Hz (dans les réseaux à 50 Hz) ou $f_c = 24$ Hz (dans les réseaux à 60 Hz), comme seule source de tension active du réseau.

La figure 14 montre que les écarts $\Delta \kappa_c$ se situent dans les limites des ± 5 % dans la mesure où les rapports R/X de toutes les branches du réseau se situent dans la plage $0,005 \leq R/X \leq 5,0$, voir également [5].

On utilisera donc la méthode C dans les réseaux basse et haute tension pour obtenir une bonne approximation de la valeur de crête du courant de court-circuit, tant sur le plan de la sécurité que du point de vue économique. A l'aide de programmes numériques appropriés au calcul de l'impédance de court-circuit complexe Z_k , il est possible moyennant quelques petites modifications au niveau de la programmation de calculer la valeur de Z_c et, à partir de là, κ_c pour une fréquence équivalente de 20 Hz ou 24 Hz.

2.3.5 Exemple de calcul de κ et de i_p dans des réseaux maillés

La figure 15 donne un exemple de calcul du facteur κ dans un réseau maillé qui peut être réduit à deux branches en parallèle dans le système direct, ayant des rapports R/X différents.

Method B: Ratio R/X or X/R at the short-circuit locationUse $\kappa = 1,15 \kappa_b$

The factor κ_b is determined from figure 8 of IEC 909 or from equation (39) using the ratios R_k/X_k ($Z_k = R_k + jX_k$) at the short-circuit location F calculated with the frequency $f = 50$ Hz or $f = 60$ Hz. The factor 1,15 is a safety factor to cover inaccuracies caused by using the ratio R_k/X_k for the calculation of κ_b (see figure 13). The calculations in 2.3.3, however demonstrate that it is also necessary to have ratio $R/X \leq 1$ in all the branches to avoid deviations higher than -5 % on the unsafe side (figure 14: $\Delta (1,15 \kappa_b)$). It is recommended to use method C to avoid this.

As long as the ratio R/X remains smaller than 0,3 in all branches, it is not necessary to use the safety factor 1,15.

In this case, also, as in method A, the factor $1,15 \kappa_b$ is limited to 1,8 in low-voltage networks. To avoid unrealistic results in high-voltage networks with ratios $R_k/X_k < 0,1$ the factor $1,15 \kappa_b$ is limited to 2,0 (IEC 909, 9.1.3.2, method B).

Method C: Equivalent frequency $f_c = 20$ Hz or $f_c = 24$ Hz [5]Use $\kappa = \kappa_c$

The factor κ_c is determined from figure 8 of IEC 909 or from equation (39) using the ratio

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \text{or} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c}$$

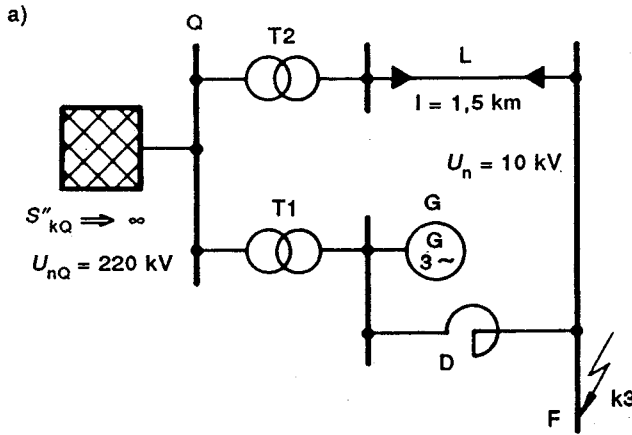
The impedance Z_c is the impedance as seen from the short-circuit location F if an equivalent voltage source as the only active voltage is applied with the frequency $f_c = 20$ Hz (in systems with 50 Hz) or $f_c = 24$ Hz (in systems with 60 Hz).

Figure 14 demonstrates that the deviations $\Delta \kappa_c$ are between boundaries of ± 5 % as long as the ratios R/X of all branches are inside the range $0,005 \leq R/X \leq 5,0$, see also [5].

Method C therefore is applied in low-voltage and high-voltage networks if it is necessary to find a good approximation for the peak short-circuit current, considering the viewpoints of both safety and economy. Using suitable digital programs for the calculation of the complex short-circuit impedance Z_k it is possible with small additions in programming, to find Z_c and from this κ_c for the equivalent frequency 20 Hz or 24 Hz.

2.3.5 Example for the calculations of κ and i_p in meshed networks

Figure 15 gives an example for the calculations of κ in a meshed network, which can be reduced to two parallel branches in the positive sequence system having different ratios R/X .



Données:

$$G: S_{rG} = 100 \text{ MVA}; U_{rG} = 10 \text{ kV};$$

$$x''_d = 11\%; r_G = 0,11\%$$

$$T1: S_{rT1} = 100 \text{ MVA}; U_{rTHV}/U_{rTLV} = 220 \text{ kV}/10 \text{ kV}$$

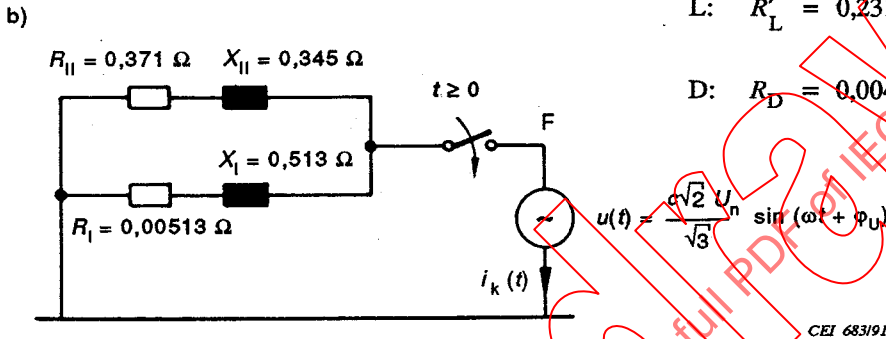
$$u_{Xr} = 11\%; u_{Rr} = 0,11\%$$

$$T2: S_{rT2} = 31,5 \text{ MVA}; U_{rTHV}/U_{rTLV} = 220 \text{ kV}/10 \text{ kV}$$

$$u_{kr} = 6\%; u_{Rr} = 0,75\%$$

$$L: R'_L = 0,231 \Omega/\text{km}; X'_L = 0,104 \Omega/\text{km}$$

$$D: R_D = 0,00458 \Omega; X_D = 0,458 \Omega$$



- a) Schéma du réseau et caractéristiques, $f = 50 \text{ Hz}$
 b) Schéma du circuit équivalent (système direct)

Figure 15 - Exemple de calcul de κ et de i_p par les méthodes A, B and C
 (CEI 909, 9.1.3.2)

Les impédances des branches en parallèle (figure 15) sont:

$$\left. \begin{aligned} Z_I &= (0,00513 + j0,513) \Omega; R_I/X_I = 0,01; Z_I = 0,51303 \Omega \\ Z_{II} &= (0,371 + j0,345) \Omega; R_{II}/X_{II} = 1,0754; Z_{II} = 0,5066 \Omega \end{aligned} \right\} \frac{Z_I}{Z_{II}} = 1,0127$$

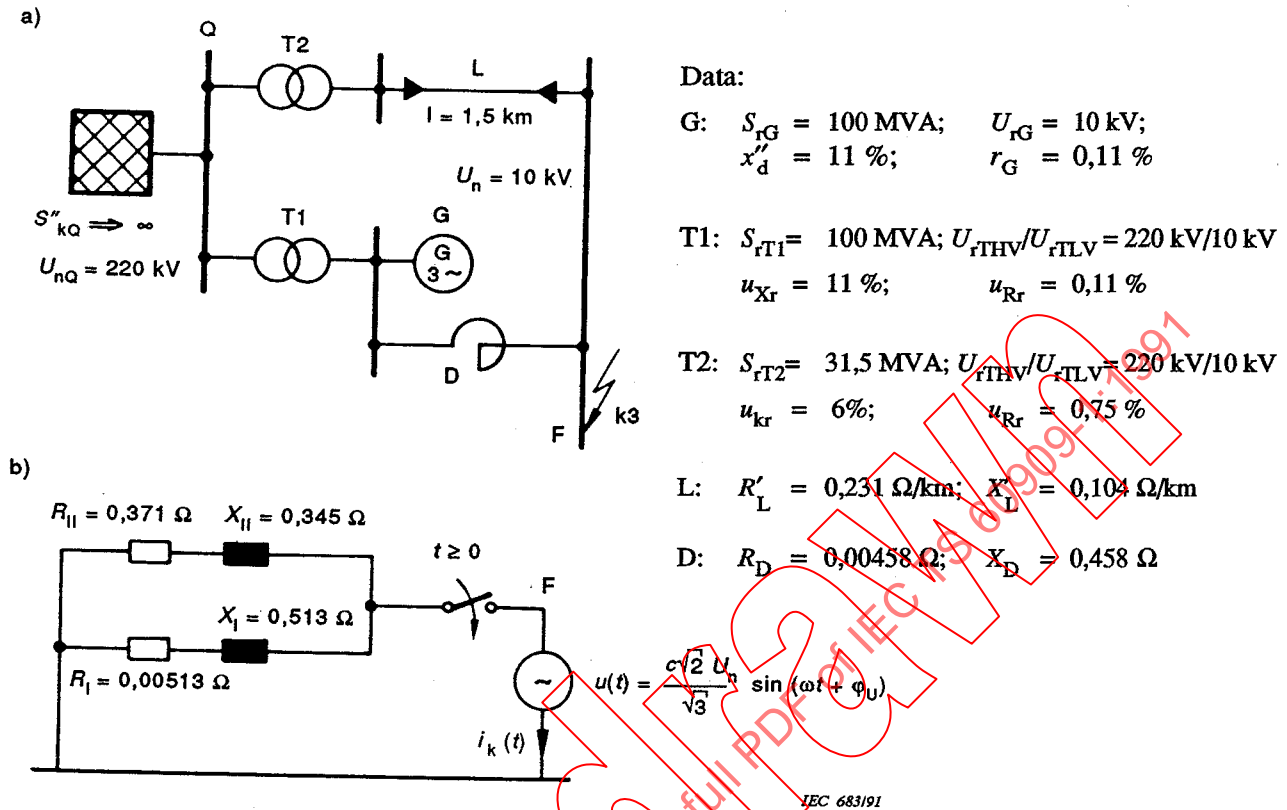
L'impédance de court-circuit Z_k à l'emplacement du point de court-circuit F est:

$$Z_k = (0,11276 + j0,25349) \Omega; Z_k = 0,27744 \Omega; \gamma = 1,15225$$

On obtient la valeur du facteur κ par itération à partir de l'équation (45):

$$\kappa = \kappa_{\text{exact}} = 1,54655; t_p = 8,58 \text{ ms } (f = 50 \text{ Hz})$$

On peut, à l'aide du rapport $R_k/X_k \approx 0,455$, calculer la valeur de $\kappa \approx 1,55$, à partir de la figure 13 (le rapport Z_I/Z_{II} est seulement légèrement différent de 1).



- a) Network and data, $f = 50 \text{ Hz}$
 b) Equivalent circuit diagram (positive-sequence system)

Figure 15 - Example for the calculation of κ and i_p with the methods A, B and C
 (IEC 909, 9.1.3.2)

The impedances of the parallel branches (figure 15) are:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_I &= (0,00513 + j0,513) \Omega; \quad R_I/X_I = 0,01; \quad Z_I = 0,51303 \Omega \\ \underline{Z}_{II} &= (0,371 + j0,345) \Omega; \quad R_{II}/X_{II} = 1,0754; \quad Z_{II} = 0,5066 \Omega \end{aligned} \right\} \frac{Z_I}{Z_{II}} = 1,0127$$

The short-circuit impedance $\underline{Z}_k$ at the short-circuit location F is:

$$\underline{Z}_k = (0,11276 + j0,25349) \Omega; \quad Z_k = 0,27744 \Omega; \quad \gamma = 1,15225$$

The factor κ is found by an iteration process from equation (45):

$$\kappa = \kappa_{\text{exact}} = 1,54655; \quad t_p = 8,58 \text{ ms} \quad (f = 50 \text{ Hz})$$

Using the ratio $R_k/X_k \approx 0,445$ it is possible to find $\kappa \approx 1,55$ from figure 13 (The ratio Z_I/Z_{II} is only slightly different from 1).

Le tableau 1 donne les valeurs de κ obtenues avec les méthodes A, B et C (CEI 909, 9.1.3.2) pour l'exemple de la figure 15.

Tableau 1 - Valeurs de κ obtenues par les méthodes A, B et C pour l'exemple de la figure 15

Méthode	R/X	κ équation (39)	$\Delta\kappa_v$ 1) %	Remarques
A	$\frac{R}{X} = \left[\frac{R}{X} \right]_{\min} = \frac{R_I}{X_I} = 0,01$	$\kappa = \kappa_a = 1,971$	+27,45	L'application de la méthode A ne convient pas dans ce cas, car $R_k > 0,3 X_k$
B	$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = 0,4448$	$\kappa_b = 1,278$ $1,15\kappa_b = 1,4697$	-4,967	$\Delta\kappa_b \leq -5\%$ si $R/X \leq 1$ pour toutes les branches
C	$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,1732$ 2) $f = 50 \text{ Hz}; f_c = 20 \text{ Hz}$	$\kappa = \kappa_c = 1,6029$	+3,644	$+5\% \geq \Delta\kappa_c \geq -5\%$ si $R/X \leq 5$ pour toutes les branches
1) $\Delta\kappa_v = \frac{\kappa_v - \kappa}{\kappa} \cdot 100\%$ avec $\kappa_v = \kappa_a, 1,15 \kappa_b$ ou κ_c et $\kappa = \kappa_{\text{exact}} = 1,54655$ 2) $Z_c = (0,0634 + j 0,14644) \Omega; R_c/X_c = 0,43294$				

Table 1 gives the results of the calculations of κ with the methods A, B and C (IEC 909, 9.1.3.2) for the example in figure 15.

Table 1 - Values of κ calculated with the methods A, B and C
for the example in figure 15

Method	R/X	κ equation (39)	$\Delta\kappa_{\nu}^{1)}$ %	Remarks
A	$\frac{R}{X} = \left[\frac{R}{X} \right]_{\min} = \frac{R_I}{X_I} = 0,01$	$\kappa = \kappa_a = 1,971$	+27,45	The application of method A is not adequate in this example because $R_k > 0,3 X_k$
B	$\frac{R}{X} = \frac{R_k}{X_k} = 0,4448$	$\kappa_b = 1,278$ $1,15\kappa_b = 1,4697$	-4,967	$\Delta\kappa_b \leq -5\%$ as long as $R/X \leq 1$ for all branches
C	$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{20 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,1732^{2)}$ $f = 50 \text{ Hz}; f_c = 20 \text{ Hz}$	$\kappa = \kappa_c = 1,6029$	+3,644	$+5\% \geq \Delta\kappa_c \geq -5\%$ as long as $R/X \leq 5$ for all branches
1) $\Delta\kappa_{\nu} = \frac{\kappa_{\nu} - \kappa}{\kappa} \cdot 100\%$ with $\kappa_{\nu} = \kappa_a, 1,15 \kappa_b$ or κ_c and $\kappa = \kappa_{\text{exact}} = 1,54655$ 2) $Z_c = (0,0634 + j 0,14644) \Omega$; $R_c/X_c = 0,43294$				

2.4 Facteur μ utilisé pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé

2.4.1 Généralités

Dans le cas d'un court-circuit proche d'un alternateur (CEI 909, section deux), le courant de court-circuit symétrique décroît rapidement dans les premiers dixièmes de seconde qui suivent l'apparition du court-circuit, comme le montre schématiquement la figure 12 de la CEI 909. Ce phénomène est dû au changement de flux dans le rotor de l'alternateur pendant le court-circuit.

Même si l'on utilise des programmes numériques ou des calculateurs analogiques, il est relativement difficile de simuler les conditions réelles. Il n'est pas simple non plus d'intégrer le système approprié d'équations différentielles simulant le comportement transitoire de l'alternateur, du fait des courants parasites existant dans le rotor forgé des turbo-alternateurs, des caractéristiques non linéaires du fer rotorique, de l'anisotropie du rotor (conductivités longitudinale et transversale différentes) et enfin du fait de la saturation des dents du stator. Une quantité considérable de données doit être prise en considération dans le calcul de la décroissance transitoire du courant de court-circuit symétrique.

Parmi ces données, il convient de citer:

- les réactances et les constantes de temps de l'alternateur;
- l'emplacement du court-circuit symétrique ou dissymétrique, à l'intérieur de la centrale ou à l'extérieur sur le réseau;
- les conditions de fonctionnement de l'alternateur avant l'apparition du court-circuit entre l'état à vide et la charge assignée, surexcité ou sous-excité;
- le type et la réaction du dispositif d'excitation et du réglage de la tension;
- le comportement cinétique du turbo-alternateur pendant le court-circuit;
- les caractéristiques assignées et les valeurs de fonctionnement (telles que, par exemple, la position du changeur de prises et le niveau de saturation) des transformateurs par lesquels passe le courant de court-circuit.

Il n'est donc guère surprenant que, même les résultats obtenus à partir de calculs détaillés soient souvent moins précis que prévu. On effectue des calculs détaillés dans certains cas particuliers, comme par exemple, lorsqu'on est tenu de respecter des conditions de sécurité précises.

Le cas extrême que l'on peut rencontrer peut être décrit de la façon suivante:

- Le court-circuit triphasé symétrique aux bornes de l'alternateur conduit au plus fort courant de court-circuit initial. On suppose que le neutre de l'alternateur est isolé (si celui-ci est directement relié à la terre, comme, par exemple, dans le cas de réseaux basse tension, le court-circuit phase-terre entraînera le courant de court-circuit initial le plus élevé, car la réactance homopolaire de l'alternateur est inférieure à la réactance subtransitoire du système direct).
- Les courts-circuits dissymétriques (courts-circuits entre deux phases) produisent des courants de court-circuit initiaux moins élevés que les courts-circuits symétriques, cependant les courants de court-circuit symétriques décroissent jusqu'à une valeur inférieure (CEI 909, figure 11).

2.4 Factor μ for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current

2.4.1 General

In the case of a near-to-generator short circuit (IEC 909, Section Two) the symmetrical short-circuit current decays appreciably within the first tenth of a second after the beginning of the short circuit as broadly described in figure 12 of IEC 909. This phenomenon is due to the change of the flux in the rotor of the generator during the short circuit.

Even if digital programmes or analogue computers are used, it is not simple to simulate the actual conditions. The appropriate system of differential equations simulating the transient behavior of the generator cannot be integrated in a simple manner due to the eddy currents in the forged rotor of turbine generators, the non-linear characteristic of the rotor iron, the rotor anisotropy (different conductivity in the d and q axes) and due to the tooth saturation in the stator. A considerable amount of data must be taken into account for the calculation of the transient decay of the symmetrical short-circuit current.

This includes primarily:

- the reactances and time constants of the generator;
- the location of the balanced or unbalanced short-circuit either within the power station or outside in the network;
- the operating conditions of the generator before the short circuit between no-load and rated load either over- or underexcited;
- the type and reaction of excitation device and voltage regulation;
- the kinetic behaviour of the generator-turbine set during the short circuit;
- the rated data and the operating values (for instance tap-changer position and saturation) of the transformers through which the short-circuit current flows.

Therefore it is not surprising, that even results obtained from detailed calculations are often less accurate than expected. Detailed calculations are used in special cases, for example if particular safety requirements are necessary.

The most severe case under consideration may be described as follows:

- The balanced three-phase short circuit at the terminals of the generator leads to the highest initial short-circuit current. It is assumed that the neutral of the generator is isolated (if the neutral of the generator is directly earthed, for instance in low-voltage networks, the line-to-earth short circuit leads to the highest initial short-circuit current, because the zero-sequence reactance of the generator is smaller than the subtransient reactance of the positive-sequence system).
- Unbalanced short circuits (line-to-line short circuits) result in smaller initial short-circuit currents than balanced short circuits, however, the symmetrical short-circuit currents decay to a lower value (IEC 909, figure 11).

- Les courants de court-circuit symétriques coupés I_b sont les plus importants pour les valeurs faibles du temps mort minimal $t_{\min}$.
- Les courants de court-circuit des grands alternateurs décroissent en général plus lentement que ceux des petits alternateurs. On prend le facteur μ (CEI 909, figure 16 et équation (47)) parmi les valeurs maximales obtenues à partir des mesures et des calculs effectués, voir figure 17 pour les alternateurs selon le type et la puissance assignée.

2.4.2 Principe de base

Pour calculer la valeur du courant de court-circuit symétrique coupé I_b , on utilise l'équation suivante (CEI 909, 12.2.1.3):

$$I_b = \mu I_k'' \quad (47)$$

Le facteur μ est utilisé dans le cas extrême décrit en 2.4.1. Parmi les paramètres énoncés plus haut, il convient de ne prendre en compte que ceux définis ci-après:

- La valeur du temps mort minimal $t_{\min}$, conformément à 3.23 de la CEI 909. Quatre courbes μ différentes sont données pour différentes valeurs de $t_{\min}$ (CEI 909, figure 16).
- Le courant de court-circuit symétrique initial de l'alternateur, exprimé en valeur réduite par rapport à son courant assigné, I_k''/I_{IG} . Cette valeur est prise en abscisse sur la figure 16 de la CEI 909.

On ne doit utiliser l'équation (47) que dans le cas de court-circuit à simple alimentation (courts-circuits alimentés par un alternateur) (CEI 909, 12.2.1.3) ou dans le cas de courts-circuits alimentés par des sources non maillées (CEI 909, 12.2.3.3). Des précautions particulières s'imposent pour le calcul des courants de court-circuit coupés dans les réseaux maillés (CEI 909, 12.2.4.3).

Pour montrer que dans le cas d'un court-circuit à simple alimentation, on peut utiliser l'abscisse de la figure 16 de la CEI 909, aussi bien pour les courts-circuits des alternateurs ayant des réactances variables que pour des courts-circuits sur le réseau avec une réactance X_N entre les bornes de l'alternateur et l'emplacement du court-circuit, on étudie de façon simplifiée la décroissance de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit.

Pour cela, on introduit l'équation suivante pour calculer la composante alternative $I_{\text{kAC}}(t)$ du courant de court-circuit symétrique $I_k(t) = I_{\text{kAC}}(t) + I_{\text{kDC}}(t)$.

$$I_{\text{kAC}}(t) = (I_k'' - I_k') e^{-t/T_N''} + (I_k' - I_k) e^{-t/T_N'} + I_k \quad (48)$$

où:

- I_k'' est le courant de court-circuit symétrique initial (CEI 909, 3.5), ou le courant de court-circuit subtransitoire (équation (49a));
- I_k' est le courant de court-circuit transitoire (équation (49b));
- I_k est le courant de court-circuit permanent (CEI 909, 3.10) (équation (49c));
- T_N'' est la constante de temps subtransitoire, prise comme valeur moyenne entre T_{dN}'' et T_{qN}'' (équation (50a));
- T_N' est la constante de temps transitoire ($T_N' = T_{\text{dN}}'$) (équation 50b)).

- the symmetrical short-circuit breaking currents I_b are largest for low values of the minimum time delay $t_{\min}$.
- The short-circuit currents of large generators decay in general more slowly than those of smaller generators. The factor μ (IEC 909, figure 16 and equation (47)) is chosen above the highest values found from measurements and calculations, see figure 17 for generators of different type and rated power.

2.4.2 Basic concept

The following equation for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current I_b is used (IEC 909, 12.2.1.3):

$$I_b = \mu I''_k \quad (47)$$

The factor μ is that for the most severe case as described in 2.4.1. From the parameters listed above only the following are taken into account:

- The minimum time delay $t_{\min}$ in accordance with 3.23 of IEC 909. Four different μ -curves are given for different values of $t_{\min}$ (IEC 909, figure 16).
- The initial symmetrical short-circuit current of the generator related to the rated current of the generator, I''_{kG}/I_{rG} . This value is entered on the abscissa of figure 16 of IEC 909.

Equation (47) shall be used only in the case of single-fed short circuits (short circuits fed from one generator) (IEC 909, 12.2.1.3) or in the case of short circuit fed from non-meshed sources (IEC 909, 12.2.3.3). The calculation of short-circuit breaking currents in meshed networks needs special considerations (IEC 909, 12.2.4.3).

In order to demonstrate, that in the case of a single-fed short circuit, the abscissa of figure 16 of IEC 909 may be used both for short circuits of generators with varying reactances and for power-system short circuits with a reactance X_N between the generator terminals and the short circuit location, the time decay of the symmetrical a.c. component of the short-circuit current is considered in a simplified manner.

For this purpose the following equation for the calculation of the a.c. part $I_{kAC}(t)$ of the symmetrical short-circuit current $I_k(t) = I_{kAC}(t) + I_{kDC}(t)$ is introduced:

$$I_{kAC}(t) = (I''_k - I'_k) e^{-t/T''_N} + (I'_k - I_k) e^{-t/T'_N} + I_k \quad (48)$$

where:

- I''_k is the initial symmetrical short-circuit current (IEC 909, 3.5), or the subtransient short-circuit current, (equation (49a));
- I'_k is the transient short-circuit current, (equation (49b));
- I_k is the steady-state short-circuit current (IEC 909, 3.10), (equation (49c));
- T''_N is the subtransient time constant as a medium value between T''_{dN} and T''_{qN} , (equation (50a));
- T'_N is the transient time constant ($T'_N = T'_{dN}$), (equation 50b)).

Les courants I''_k , I'_k et I_k sont fonction des tensions internes E'' , E' et E de l'alternateur et de la somme des réactances $X''_d + X_N$, $X'_d + X_N$ et $X_d + X_N$, comme indiqué sur la figure 16.

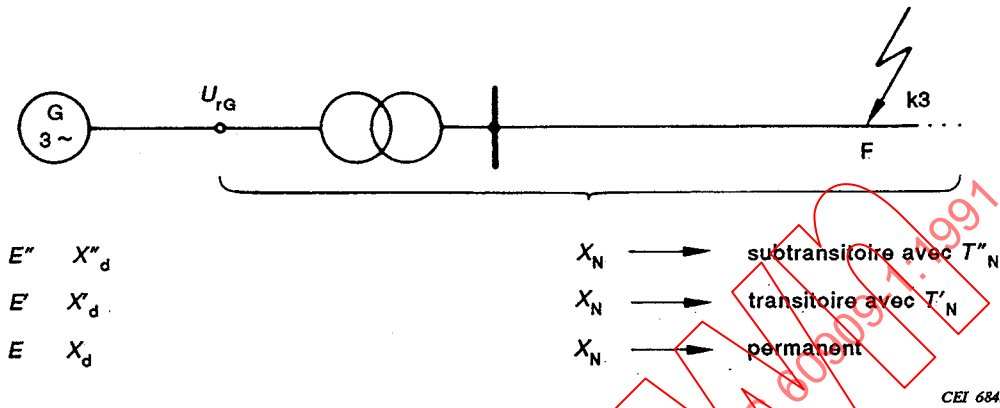


Figure 16 - Configuration et caractéristiques du réseau (court-circuit à alimentation unique) permettant de montrer la décroissance de la composante alternative symétrique d'un court-circuit proche d'un alternateur

Dans le cas d'un court-circuit sur le réseau, l'alternateur étant à vide, avec par conséquent $E'' = E' = E = U_{rG}/\sqrt{3}$, il convient d'introduire les courants suivants:

$$I''_k = \frac{E''}{X''_d + X_N} \Rightarrow \frac{E}{X''_d + X_N} \quad (49a)$$

$$I'_k = \frac{E'}{X'_d + X_N} \Rightarrow \frac{E}{X'_d + X_N} \quad (49b)$$

$$I_k = \frac{E}{X_d + X_N} \quad (49c)$$

et si l'on prend pour simplifier, $T''_N \approx T''_{dN}$ on obtient les constantes de temps:

$$T''_N = T''_0 \frac{X''_d + X_N}{X'_d + X_N} = T'' \frac{X'_d}{X''_d} \cdot \frac{X''_d + X_N}{X'_d + X_N} \quad \text{avec } T''_0 = T'' \frac{X'_d}{X''_d} \quad (50a)$$

$$T'_N = T'_0 \frac{X'_d + X_N}{X_d + X_N} = T' \frac{X_d}{X'_d} \cdot \frac{X'_d + X_N}{X_d + X_N} \quad \text{avec } T'_0 = T' \frac{X_d}{X'_d} \quad (50b)$$

Les constantes de temps type sont $T'' \approx 0,03$ s et $T' \approx 1$ s et donc à partir de l'équation (50a) on obtient $T''_N \approx (1,0 \dots 1,3) T''$ et à partir de l'équation (50b) $T'_N \approx (1,0 \dots 2,5) T'$. Suivant l'approximation $e^{-t_{\min}/T'_N} \approx 1$ ($t = t_{\min} = (0,02 \dots 0,25)$ s) on obtient l'équation suivante pour le facteur μ :

The currents I''_k , I'_k and I_k depend on the internal voltages E'' , E' and E of the generator, and the sum of reactances $X''_d + X_N$, $X'_d + X_N$ and $X_d + X_N$, as shown in figure 16.

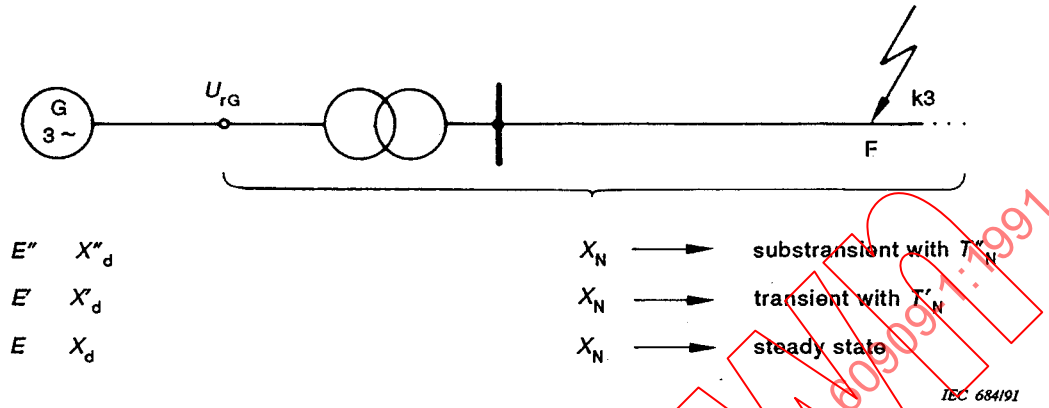


Figure 16 - Network configuration (single-fed short circuit) and relevant data to demonstrate the decay of the symmetrical a.c. component of a near-to-generator short circuit

In the case of a power-system short circuit under no-load conditions of the generator and therefore $E'' = E' = E = U_{rG}/\sqrt{3}$ the following currents are to be introduced:

$$I''_k = \frac{E''}{X''_d + X_N} \Rightarrow \frac{E}{X''_d + X_N} \quad (49a)$$

$$I'_k = \frac{E'}{X'_d + X_N} \Rightarrow \frac{E}{X'_d + X_N} \quad (49b)$$

$$I_k = \frac{E}{X_d + X_N} \quad (49c)$$

and with $T''_N \approx T''_{dN}$ for simplification, the time constants:

$$T''_N = T''_0 \frac{X''_d + X_N}{X'_d + X_N} = T'' \frac{X'_d}{X''_d} \cdot \frac{X''_d + X_N}{X'_d + X_N} \quad \text{with } T''_0 = T'' \frac{X'_d}{X''_d} \quad (50a)$$

$$T'_N = T'_0 \frac{X'_d + X_N}{X_d + X_N} = T' \frac{X_d}{X'_d} \cdot \frac{X'_d + X_N}{X_d + X_N} \quad \text{with } T'_0 = T' \frac{X_d}{X'_d} \quad (50b)$$

Typical time constants are $T'' \approx 0,03$ s and $T' \approx 1$ s and therefore from equation (50a) $T''_N \approx (1,0 \dots 1,3) T''$ and from equation (50b) $T'_N \approx (1,0 \dots 2,5) T'$. With the approximation $e^{-t_{\min}/T'_N} \approx 1$ ($t = t_{\min} = (0,02 \dots 0,25)$ s) the following equation for the factor μ may be found:

$$\mu = \frac{I_{kAC}(t)}{I_k''} \approx \left[1 - \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \right] e^{-t_{\min}/T_N''} + \frac{X_d'' + X_N}{X_d' + X_N} \quad (51)$$

Etant donné que $t_{\min}/T_N''$ peut être inférieur ou supérieur à 1, il convient d'introduire la progression à l'infini ($t = t_{\min}$) suivante:

$$e^{-t/T_N''} = 1 - \frac{t}{T_N''} + \frac{1}{2} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^2 - \frac{1}{6} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^3 + \frac{1}{24} \left[\frac{t}{T_N''} \right]^4 - \dots + \dots$$

pour obtenir l'équation suivante du facteur μ , à vide:

$$\mu = 1 - \frac{X_d' - X_d''}{T_0'' U_{rG}/\sqrt{3}} I_k'' t_{\min} + \frac{X_d' - X_d''}{X_d' + X_N} \left[\frac{t_{\min}}{T_N''} + e^{-t_{\min}/T_N''} - 1 \right] \quad (52)$$

où $t_{\min}$ est le temps mort minimal (CEI 909, 3.23), T_0'' la constante de temps subtransitoire à vide, T_N'' la constante de temps selon l'équation (50a) et I_k'' le courant de court-circuit symétrique initial obtenu par l'équation (49a) en prenant $E = U_{rG}/\sqrt{3}$.

Les deux premiers termes de la partie droite de l'équation (52) montrent que la valeur du facteur μ décroît lorsque les valeurs de I_k'' et $t_{\min}$ augmentent (CEI 909, figure 16). On peut ne pas tenir compte de la dernière partie du côté droit de l'équation (52) uniquement si $t_{\min} \ll T_N'' \approx (1 \dots 1,3) T''$.

Dans le cas de grands alternateurs, les valeurs X_d'' , X_d' et T'' varient relativement peu lorsque les réactances sont exprimées en valeurs réduites par rapport aux valeurs assignées, $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$ et $x_d' = X_d'/Z_{rG}$ avec $Z_{rG} = U_{rG}/\sqrt{3} I_{rG}$. Si l'on introduit $x_d' \approx 1,5 x_d''$ l'équation (52) devient:

$$\mu = 1 - 0,5 x_d'' \frac{t}{T_0''} \cdot \frac{I_k''}{I_{rG}} t_{\min} + \frac{1}{3 + 2 x_N/x_d''} \left[\frac{t_{\min}}{T_N''} + e^{-t_{\min}/T_N''} - 1 \right] \quad (53)$$

Il est aussi évident d'après cette équation (53) que le facteur μ peut être présenté en fonction du rapport I_k''/I_{rG} et du temps mort minimal $t_{\min}$ (CEI 909, figure 16 et équation (47)). Dans le cas d'un court-circuit éloigné de l'alternateur avec $x_N \gg x_d''$ la valeur du facteur μ se rapproche de ≈ 1 . Il convient donc de ne pas utiliser l'équation (53) pour des calculs.

$$\mu = \frac{I_{kAC}(t)}{I''_k} \approx \left[1 - \frac{X''_d + X_N}{X'_d + X_N} \right] e^{-t_{min}/T''_N} + \frac{X''_d + X_N}{X'_d + X_N} \quad (51)$$

Because t_{min}/T''_N may be smaller or greater than 1, it is necessary to introduce the infinite progression ($t = t_{min}$)

$$e^{-t/T''_N} = 1 - \frac{t}{T''_N} + \frac{1}{2} \left[\frac{t}{T''_N} \right]^2 - \frac{1}{6} \left[\frac{t}{T''_N} \right]^3 + \frac{1}{24} \left[\frac{t}{T''_N} \right]^4 - \dots + \dots$$

to find the following equation for μ at no-load conditions:

$$\mu = 1 - \frac{X'_d - X''_d}{T''_0 U_{rG}/\sqrt{3}} I''_k t_{min} + \frac{X'_d - X''_d}{X'_d + X_N} \left[\frac{t_{min}}{T''_N} + e^{-t_{min}/T''_N} - 1 \right] \quad (52)$$

where t_{min} is the minimum time delay (IEC 909, 3.23), T''_0 the subtransient no-load time constant, T''_N the time constant according to equation (50a) and I''_k the initial symmetrical short-circuit current according to equation (49a) with $E = U_{rG}/\sqrt{3}$.

The first two terms on the right side of equation (52) demonstrate that the factor μ decreases if I''_k and t_{min} increase (IEC 909, figure 16). The last part of the right side of equation (52) may only be neglected if $t_{min} \ll T''_N \approx (1...1,3) T''$.

In the case of large generators the data X''_d , X'_d and T'' vary only within a small range, if the reactances are referred to rated values $x''_d = X''_d/Z_{rG}$ and $x'_d = X'_d/Z_{rG}$ with $Z_{rG} = U_{rG}/\sqrt{3} I_{rG}$. Introducing $x'_d \approx 1,5 x''_d$ equation (52) becomes:

$$\mu = 1 - 0,5 x''_d \frac{t}{T''_0} \cdot \frac{I''_k}{I_{rG}} t_{min} + \frac{1}{3 + 2 x_N/x''_d} \left[\frac{t_{min}}{T''_N} + e^{-t_{min}/T''_N} - 1 \right] \quad (53)$$

It is also obvious from this equation (53) that the factor μ can be introduced depending on I''_k/I_{rG} and t_{min} (IEC 909, figure 16 and equation (47)). In the case of a far-from-generator short circuit with $x_N \gg x''_d$ the factor μ approaches ≈ 1 . Equation (53) should not be used for calculations.

2.4.3 Calcul du courant de court-circuit symétrique coupé I_b à l'aide du facteur μ

Les simplifications précédemment décrites en 2.4.2 ont été vérifiées au moyen de nombreuses expériences réalisées dans des stations d'essai et de calculs détaillés effectués à partir de données concernant des alternateurs existants, de différents types et de différentes puissances assignées. Des exemples sont illustrés par la figure 17, pour les cas de fonctionnement de l'alternateur avant le court-circuit, non seulement à vide mais également à la charge assignée.

Afin de simplifier les calculs relatifs au court-circuit, le facteur μ est supposé égal à 1 pour toutes les valeurs de $I''_{kG}/I_{rG} \leq 2$ (CEI 909, figure 16) et de plus l'ensemble des courbes correspondant aux différentes valeurs de t_{min} sont définies numériquement (CEI 909, équation (47)). Les deux informations sont identiques.

Dans le cas d'excitation par redresseur statique et d'alternateurs basse tension à excitation compound, il convient de tenir compte des remarques de 12.2.1.3 de la CEI 909. Celles-ci sont basées sur des mesures effectuées dans des stations d'essai.

On utilise les valeurs μ pour $t_{min} = 0,02$ s plus particulièrement dans le calcul des courants coupés des moteurs basse tension et des groupes de moteurs basse tension (CEI 909, 13.2). Dans les réseaux haute tension la valeur du temps mort minimal t_{min} est normalement supérieure à 0,02 s.

L'équation (47) (CEI 909, équation (46)) est limitée aux courts-circuits à alimentation unique et à ceux alimentés par des sources non maillées (CEI 909, 12.2.3). Cependant, si le courant de court-circuit est généré non seulement par des alternateurs et des moteurs mais également par des réseaux d'alimentation, et si le courant de court-circuit passe par un réseau d'énergie maillé (CEI 909, figure 23), il n'est alors pas possible d'utiliser directement l'équation (47) (CEI 909, équation (46)) pour le calcul des courants de court-circuit partiels coupés alimentés par des alternateurs et des moteurs. Il résulte du couplage des courants de court-circuit partiels coupés, du fait du réseau maillé, que le courant de court-circuit partiel du réseau d'alimentation augmente lorsque les courants alimentés par des alternateurs et des moteurs diminuent [11].

Si l'approximation $I_b = I''_k$ (CEI 909, équation (59)) ne suffit pas, dans le cas d'un court-circuit proche d'un alternateur ou proche d'un moteur, il est possible d'obtenir un résultat plus précis, par excès, en utilisant l'équation (60) de la CEI 909. Les termes $(1 - \mu_i)I''_{kGi}$ et $(1 - \mu_j q_j)I''_{kMj}$ sont estimés à partir des écarts de tension initiaux $\Delta U''_{Gi}$ et $\Delta U''_{Mj}$ (CEI 909, équations (61) et (62)). On calcule les facteurs μ_i et μ_j à partir de la figure 16 ou de l'équation (47) de la CEI 909, avec I''_{kGi}/I_{rGi} ou I''_{kMj}/I_{rMj} [11].

2.4.3 Calculation of the symmetrical short-circuit breaking current I_b with the factor μ

The simplifications previously described in 2.4.2 were checked on the basis of numerous experiments in testing stations and by detailed calculations using the data of existing generators of different rated power and different types. Examples are depicted in figure 17 both for the case of no-load conditions and for the case of rated load condition of the generator before the short circuit.

In order to simplify the short-circuit calculations, $\mu = 1$ is assumed for all values $I''_{kG}/I_{rG} \leq 2$ (IEC 909, figure 16) and furthermore the family of curves for different values t_{min} are numerically described (IEC 909, equation (47)). Both informations are identical.

In the case of static converter excitation and in the case of compound excited low voltage generators the remarks of 12.2.1.3 of IEC 909 should be taken into account. They are based on measurements in testing stations.

The values of μ for $t_{min} = 0,02$ s are introduced especially for the calculation of the breaking currents of low voltage motors and groups of low voltage motors (IEC 909, 13.2). In high voltage networks the minimum time delay t_{min} is normally greater than 0,02 s.

Equation (47) (IEC 909, equation (46)) is limited to single fed short circuits and short circuits fed from non-meshed sources (IEC 909, 12.2.3). If, however the short-circuit current is generated both by generators and motors and in addition by network feeders, and if the short-circuit current flows through a meshed power system (IEC 909, figure 23), then equation (47) (IEC 909, equation (46)) cannot be used directly for the calculation of partial short-circuit breaking currents fed from generators and motors. As a result of coupling of the partial short-circuit breaking currents caused by the meshed network, the partial short-circuit current of the network feeder increases as the currents fed from generators and motors decrease [11].

If the approximation $I_b = I''_k$ (IEC 909, equation (59)) is insufficient in the case of a near-to-generator or a near-to-motor short circuit, a more accurate result on the conservative side can be found from equation (60) of IEC 909. The terms $(1 - \mu_i)I''_{kGi}$ and $(1 - \mu_j q_j)I''_{kMj}$ are evaluated by their initial voltage differences $\Delta U''_{Gi}$ and $\Delta U''_{Mj}$ (IEC 909, equations (61) and (62)). The factors μ_i or μ_j are found from figure 16 or equation (47) of IEC 909 with I''_{kGi}/I_{rGi} or I''_{kMj}/I_{rMj} [11].

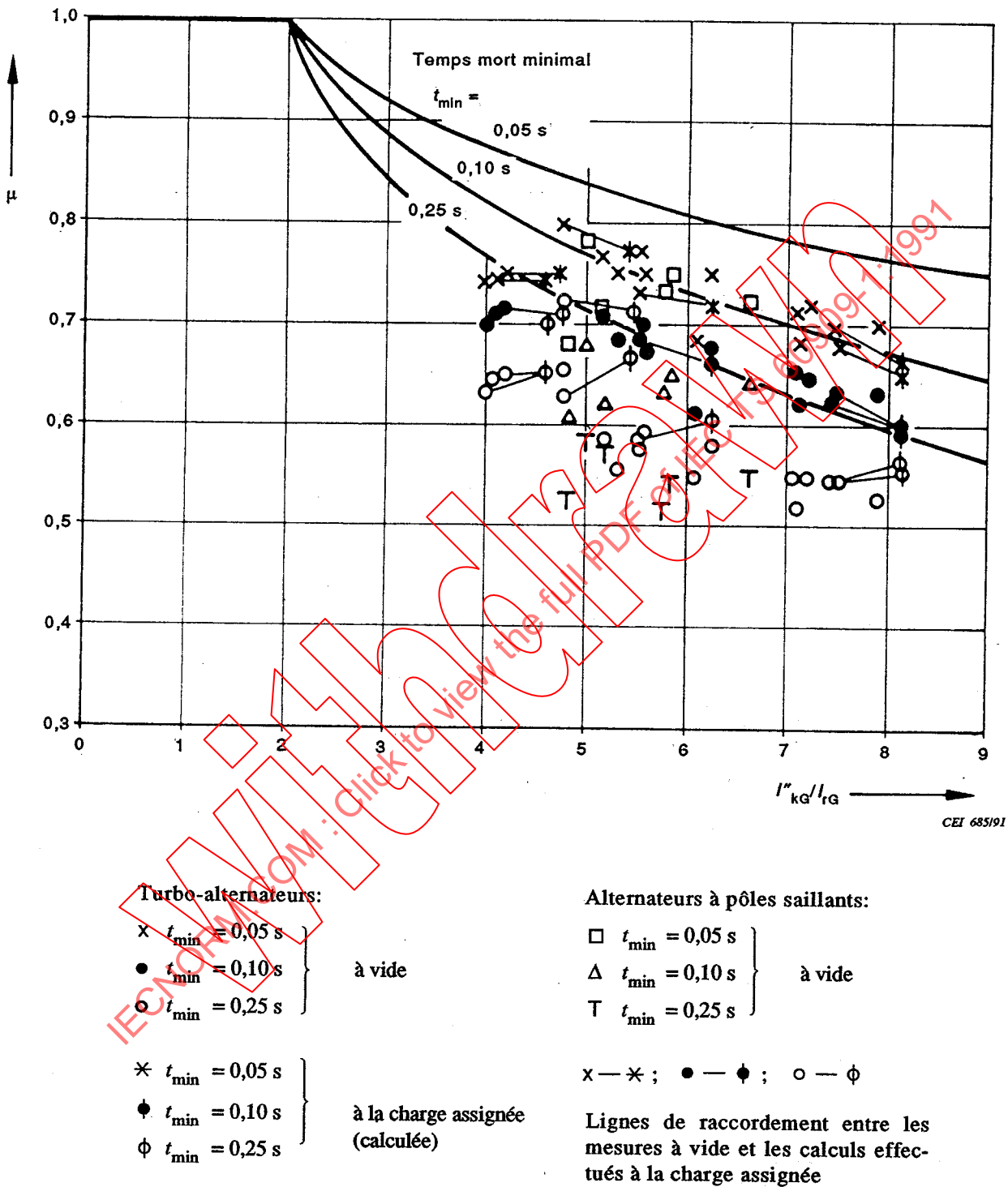
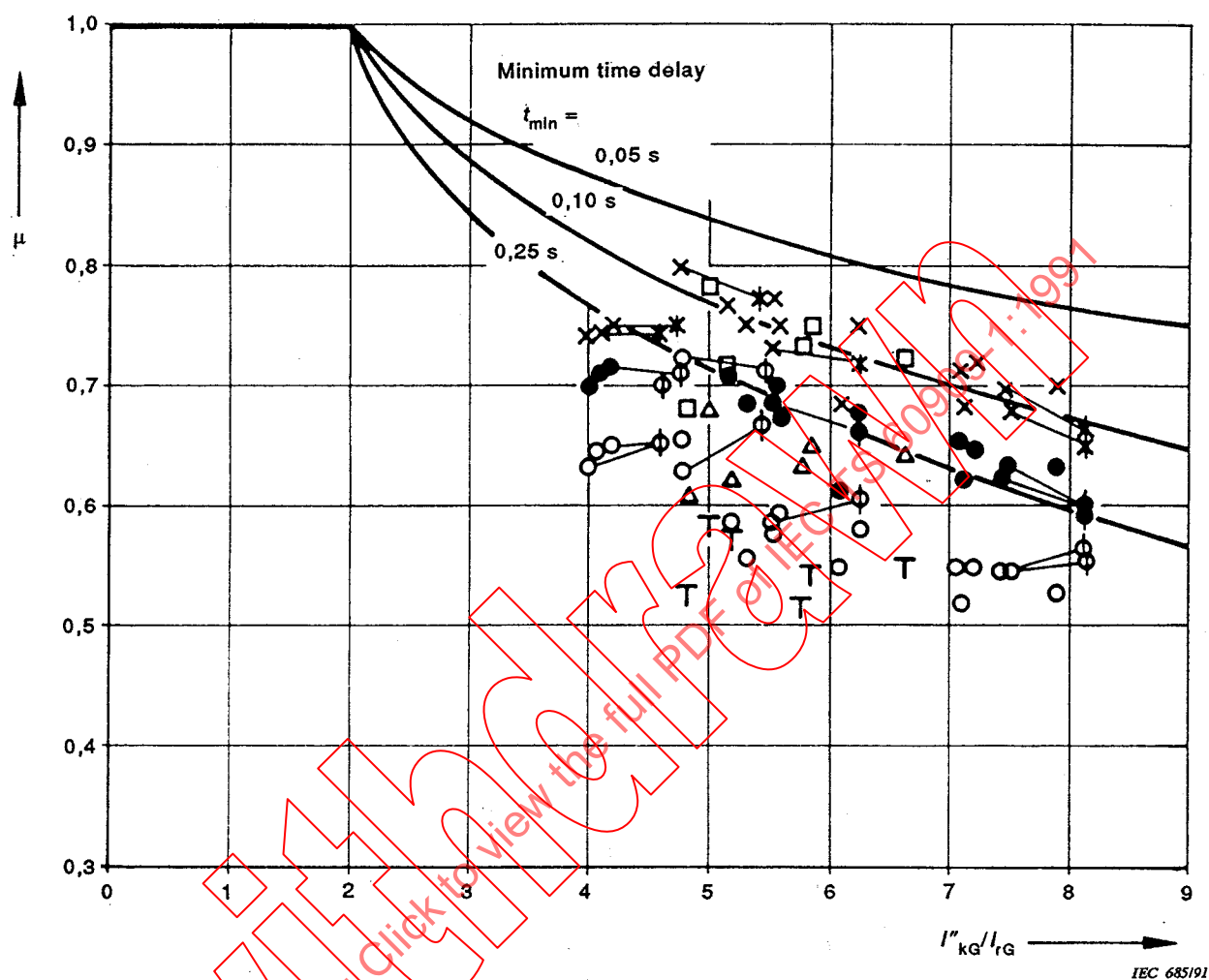


Figure 17 - Décroissance du courant de court-circuit symétrique (facteur μ) déterminée à partir de mesures effectuées dans des stations d'essai et à partir de calculs [4]



Turbine generators:

$\times$ $t_{\min} = 0,05$ s
 $\bullet$ $t_{\min} = 0,10$ s
 $\circ$ $t_{\min} = 0,25$ s

no-load condition

$\times$ $t_{\min} = 0,05$ s
 $\blacklozenge$ $t_{\min} = 0,10$ s
 ϕ $t_{\min} = 0,25$ s

rated-load condition
(calculated)

Salient pole generators:

$\square$ $t_{\min} = 0,05$ s
 Δ $t_{\min} = 0,10$ s
 T $t_{\min} = 0,25$ s

no-load condition

 $\times - \times$; $\bullet - \blacklozenge$; $\circ - \phi$

Connection lines between measurements at no-loads conditions and calculations at rated-load conditions

Figure 17 - Decay of the symmetrical short-circuit current (factor μ) based on test station measurements and calculations [4]

2.5 Facteur λ ($\lambda_{\max}, \lambda_{\min}$) utilisé pour le calcul du courant de court-circuit permanent

2.5.1 Généralités

Le comportement typique dans le temps d'un courant de court-circuit symétrique dû à un court-circuit proche d'un alternateur est décrit à la figure 12 de la CEI 909. Le courant de court-circuit symétrique initial I''_k se transforme en quelques secondes en un courant de court-circuit permanent I_k avec $I_k < I''_k$. La décroissance dépend alors de la méthode d'excitation et de réglage de tension ainsi que, dans une large mesure, de la saturation et de la tension d'excitation la plus élevée possible $U_{f\max}$ (CEI 909, 12.2.1.4). La composante continue décroissante du courant de court-circuit est égale à zéro avant que le courant de court-circuit symétrique permanent ne soit atteint.

Dans la plupart des cas, il est intéressant de connaître le courant de court-circuit permanent maximal $I_{k\max}$ (CEI 909, équation (48)):

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} I_{rG} \quad (54)$$

Le courant $I_{k\max}$ d'un alternateur est rapporté à I_{rG} du fait de son effet thermique. La valeur du facteur $\lambda_{\max}$ dépend de la relation I''_k/I_{rG} et de la valeur à la saturation $x_{dsat} = X_{dsat}/Z_{rG}$ de la réactance synchrone longitudinale (CEI 909, figures 17 et 18). La relation $I_{k\max}/I''_k$ de l'alternateur à considérer permet de calculer les contraintes thermiques du matériel électrique conformément à 10.2 de la CEI 865, à l'aide des facteurs m et n .

Le nombre de données qu'il convient de prendre en compte pour le calcul de $I_{k\max}$ est beaucoup plus important que dans le cas du calcul du courant alternatif symétrique coupé I_b (2.4.1). Les paramètres suivants sont également importants:

- la réactance synchrone en particulier longitudinale (X_d);
- la saturation du fer en particulier du rotor;
- l'efficacité du réglage de tension;
- la tension d'excitation maximale possible $U_{f\max}$ produite par le dispositif d'excitation et généralement exprimée en valeur réduite par rapport à la tension d'excitation U_{fr} au fonctionnement assigné avec $u_{f\max} = U_{f\max}/U_{fr}$.

Compte tenu du fait que les turbo-alternateurs et les machines à pôles saillants ont des réactances synchrones X_d totalement différentes et qu'ils sont généralement équipés de systèmes d'excitation de type différent, il est nécessaire d'utiliser des facteurs $\lambda_{\max}$ différents pour les turbo-alternateurs (CEI 909, figure 17) et les machines à pôles saillants (CEI 909, figure 18).

Des précautions particulières sont nécessaires en ce qui concerne les moteurs et compensateurs synchrones, conformément à 13.1 de la CEI 909, ainsi qu'en ce qui concerne les moteurs à convertisseur statique, conformément à 13.3 de la CEI 909. Dans le cas d'alternateurs à excitation compound ou à auto-excitation, la valeur du courant de court-circuit permanent doit être indiquée par le constructeur (CEI 909, 12.4.3).

2.5 Factor λ ($\lambda_{\max}, \lambda_{\min}$) for the calculation of the steady-state short-circuit current

2.5.1 General

The typical time behaviour of a symmetrical short-circuit current in the case of a near-to-generator short circuit is described in figure 12 of IEC 909. The initial symmetrical short-circuit current I''_k changes in a few seconds to the steady-state short-circuit current I_k with $I_k < I''_k$. The decay depends on the method of excitation and voltage regulation and to a high degree on the saturation and the highest possible excitation voltage $U_{f\max}$ (IEC 909, 12.2.1.4). The decaying d.c. component of the short-circuit current is zero before the symmetrical steady-state short-circuit current is reached.

In most cases the maximum steady-state short-circuit current $I_{k\max}$ is of interest (IEC 909, equation (48)):

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} I_{rG} \quad (54)$$

The current $I_{k\max}$ of one generator is referred to I_{rG} by reason of its thermal effect. The factor $\lambda_{\max}$ depends on the relation I''_{kG}/I_{rG} and the saturated value $x_{dsat} = X_{dsat}/Z_{rG}$ of the direct-axis synchronous reactance (IEC 909, figures 17 and 18). The relation $I_{k\max}/I''_k$ of the relevant generator is used to find the thermal stresses of electrical equipment in accordance with 10.2 of IEC 865, using the factors m and n .

The amount of data to be taken into account for the calculation of $I_{k\max}$ are considerably greater than in the case of the calculation of the symmetrical a.c. breaking current I_b (2.4.1). The following additional parameters are effective:

- the synchronous reactance in particular in the direct axis (X_d);
- the iron saturation in particular of the rotor;
- the effectiveness of voltage regulation;
- the maximum possible excitation voltage $U_{f\max}$ produced by the excitation equipment and usually referred to the excitation voltage U_{fr} at rated operation with $u_{f\max} = U_{f\max}/U_{fr}$

Since turbine generators and salient-pole machines differ widely with respect to their synchronous reactances X_d and are generally fitted with different types of excitation equipment, separate factors $\lambda_{\max}$ are required for turbine generators (IEC 909, figure 17) and salient-pole machines (IEC 909, figure 18).

Special considerations are necessary for synchronous motors and synchronous compensators in accordance with 13.1 of IEC 909 and static converter fed drives in accordance with 13.3 of IEC 909. In the case of generators with compound or self-excitation, the steady-state short-circuit current must be obtained from the manufacturer (IEC 909, 12.4.3).

Il est intéressant de connaître la valeur du courant de court-circuit permanent minimal I_{kmin} , en particulier pour le choix et le réglage des dispositifs de protection des réseaux d'énergie (CEI 909, équation (49)):

$$I_{kmin} = \lambda_{min} I_{rG} \quad (55)$$

La valeur du facteur λ_{min} est donnée par les figures 17 et 18 de la CEI 909 pour une tension constante à vide, en partant de l'hypothèse qu'il n'y a pas de régulateur de tension, installé ou en service. Dans le cas d'alternateurs haute ou basse tension à excitation compound, des précautions particulières sont nécessaires (CEI 909, 12.4.3).

Les hypothèses faites plus haut relatives au calcul du facteur λ ne sont pas toujours remplies dans la pratique. Lorsqu'on calcule I_{kmax} , on peut obtenir des écarts plus importants entre les valeurs réelles et les valeurs calculées que dans le cas de I_k'' et I_b . Si le court-circuit est alimenté par plusieurs alternateurs, ceux-ci peuvent se trouver en rupture de synchronisme avant que le courant de court-circuit permanent ne soit atteint, en particulier dans le cas de réseaux maillés. Dans ces cas, on ne peut évaluer qu'approximativement le courant de court-circuit permanent maximal tel qu'indiqué en 12.2.3.3 et 12.2.4.4 de la CEI 909. Dans le cas extrême d'asynchronisme, le courant de court-circuit permanent peut même être supérieur au courant de court-circuit symétrique initial. La valeur de I_{kmin} calculée à l'aide de l'équation (55) peut également être très différente des valeurs réelles obtenues dans la pratique.

2.5.2 Influence de la saturation du fer

2.5.2.1 Méthode de la courbe caractéristique (réactance de Potier)

La réactance de Potier correspond à la différence entre deux courbes de saturation, l'une étant réalisée à vide, l'autre au courant assigné avec un facteur de puissance nul. La caractéristique à vide représentée à la figure 18 montre la relation entre la tension $E_0(I_f)$ et le courant de champ I_f d'une machine synchrone non chargée ($I_G = 0$). Cette caractéristique est d'évidence non linéaire. La caractéristique de charge $U_L(I_f)$ représentée à la figure 18 pour le courant assigné I_{rG} à $\cos \varphi_G = 0$ est également non linéaire. Dans le cas où $U_L = 0$, il y a un court-circuit aux bornes. On peut alors supposer que l'on a une linéarité totale.

The minimum steady-state short-circuit current I_{kmin} is of interest in particular for selection and setting of protection devices in power systems (IEC 909, equation (49)):

$$I_{kmin} = \lambda_{min} I_{rG} \quad (55)$$

The factor λ_{min} is given in figures 17 and 18 of IEC 909 for constant no-load excitation under the assumption that no voltage regulator is provided or effective. In the case of high or low-voltage generators with compound excitation special considerations are necessary (IEC 909, 12.4.3).

The above mentioned assumptions made to find the factor λ are not always fulfilled in practice. When calculating I_{kmax} larger deviations may occur between the real and the calculated values than in the case of calculating I_k'' and I_b . If the short circuit is fed from more than one generator, the generators may fall out of synchronism before the steady-state short-circuit current is reached, especially in meshed networks. In these cases the maximum steady-state short-circuit current can be estimated only roughly as described in 12.2.3.3 and 12.2.4.4 of IEC 909. In extreme case of asynchronism the steady-state short-circuit current may even be higher than the initial symmetrical short-circuit current. The value of I_{kmin} calculated with equation (55) may also deviate considerably from real values obtained in practice.

2.5.2 Influence of iron saturation

2.5.2.1 Characteristic curve method (Potier reactance)

The Potier reactance is found as the difference between two saturation curves, one taken at no load, and the other taken at rated current, zero power factor. The no-load characteristic in figure 18 describes the relationship between the voltage $E_0(I_f)$ and the field current I_f for an unloaded synchronous machine ($I_G = 0$). This characteristic is clearly nonlinear. The load characteristic $U_L(I_f)$ in figure 18 for the rated current I_{rG} at $\cos \varphi_G = 0$ has a similar non-linear form. In the case of $U_L = 0$ a terminal short-circuit exists. In this case complete linearity can be assumed.

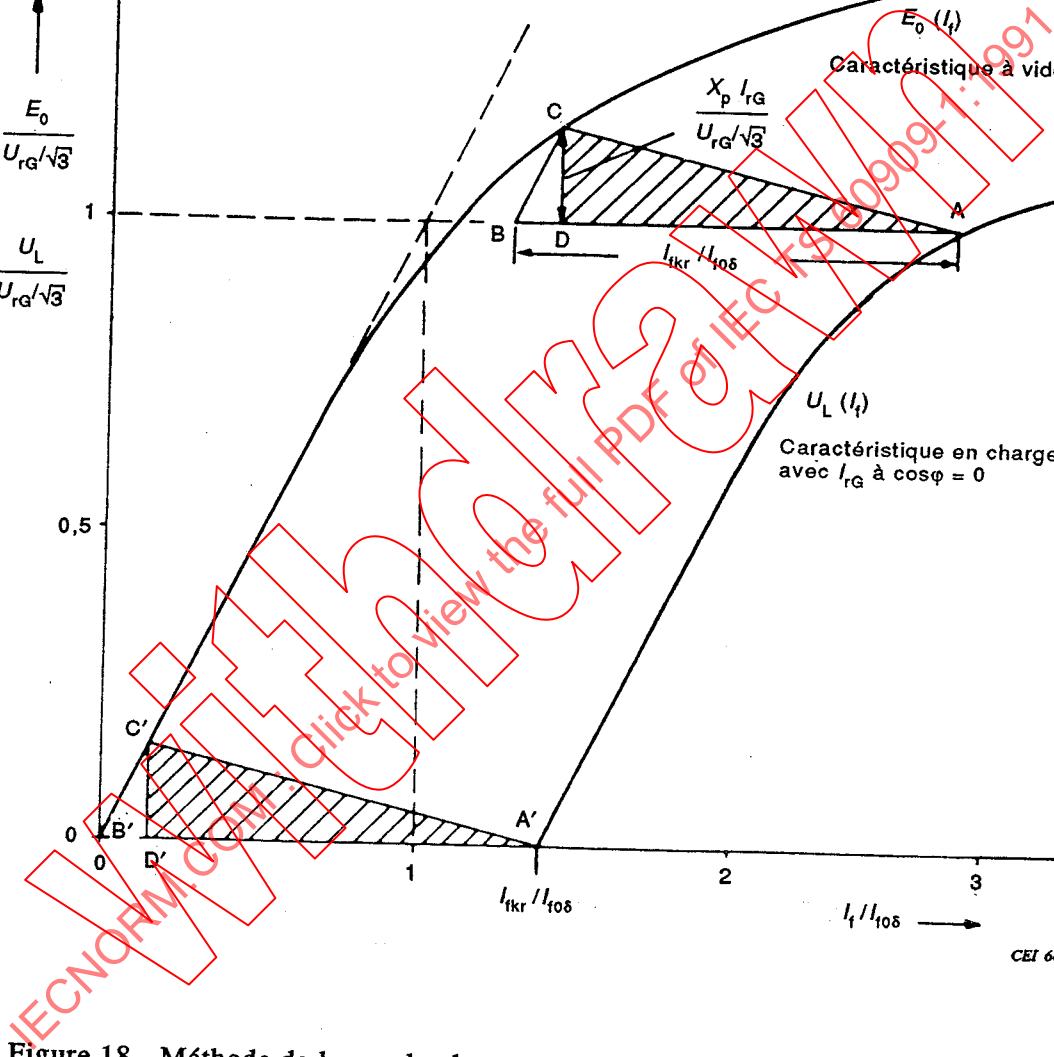


Figure 18 - Méthode de la courbe de saturation permettant de calculer la réactance de Potier X_p conformément à [3]

Si l'on soustrait le courant de champ I_{fkr} , ce qui est nécessaire dans le cas d'un court-circuit aux bornes avec I_{rG} , du courant de champ $I_{\text{f}}(U_{\text{L}})$ au point A de la figure 18, le résultat obtenu est dû à la saturation du circuit magnétique. Si l'on suppose en outre que tout le flux de fuite de l'alternateur à l'extérieur du fer est directement proportionnel à I et indépendant de U_{L} , on obtient le circuit équivalent de la figure 19.

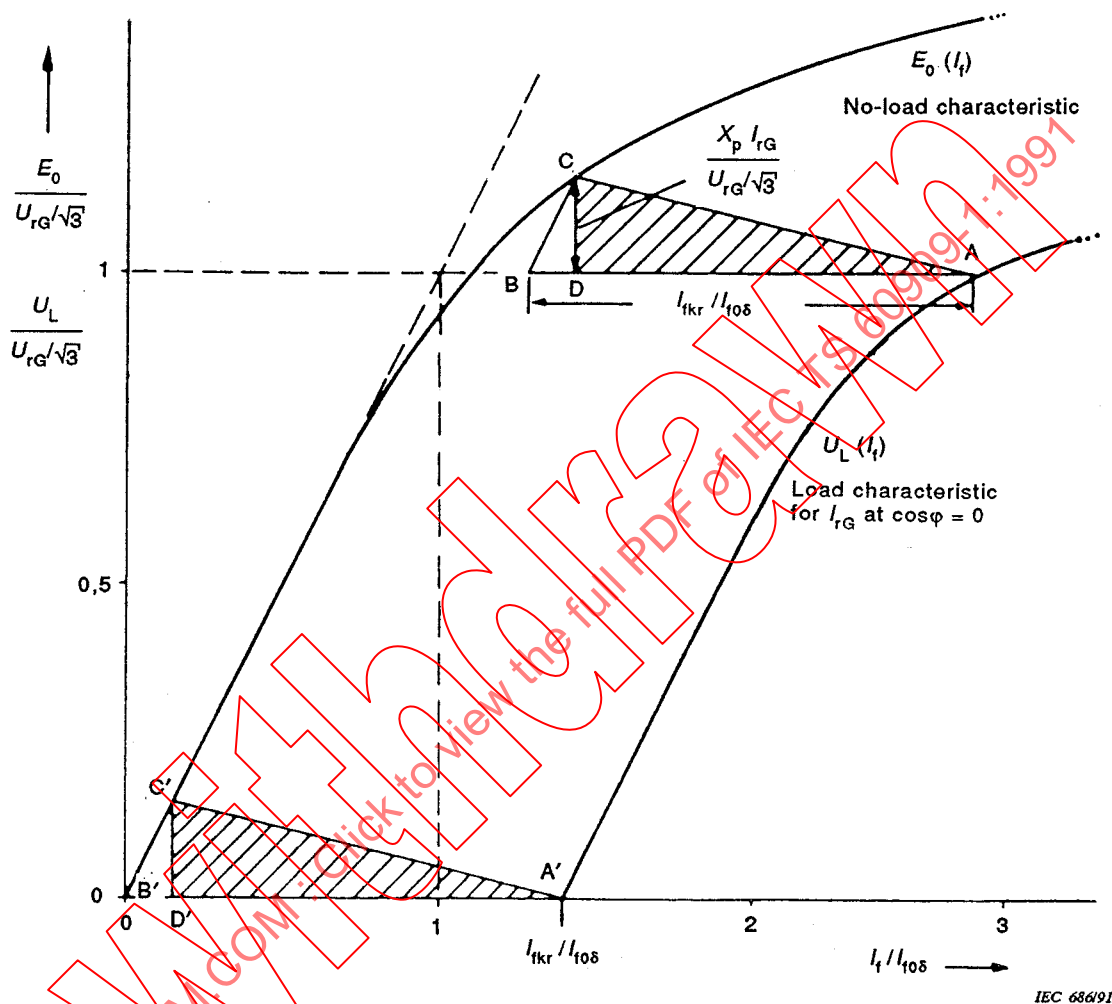


Figure 18 - Characteristic saturation curve method to find the Potier reactance X_p in accordance with [3]

On subtraction of the field current I_{fkr} , required in the case of a terminal short circuit with I_{rG} , from the field current $I_f(U_L)$ at point A of figure 18, the remainder is due to the saturation of the magnetic circuit. If it is further assumed that all leakage flux in the generator external to the iron is directly proportional to I and is independent of U_L , the equivalent circuit of figure 19 is obtained.

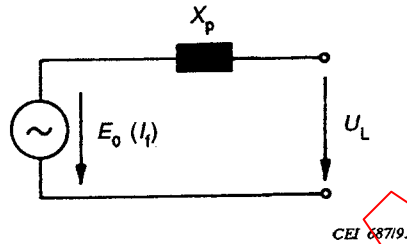


Figure 19 - Circuit équivalent avec la tension de source $E_0(I_f)$ et la réactance de Potier X_p

Au vu du circuit représenté par la figure 19, on constate que $E_0 - U_L = X_p I$ est égale à la différence entre la tension à la source et la tension aux bornes. La réactance X_p est appelée réactance de Potier [2,3]. La valeur de X_p est obtenue en traçant une ligne tangente à la courbe de la caractéristique à vide de la figure 18 passant par le point d'origine et une droite BC parallèle à cette tangente, passant par le point B. Les deux triangles hachurés ADC et A'D'C' sont égaux. La hauteur des triangles de la figure 18 est:

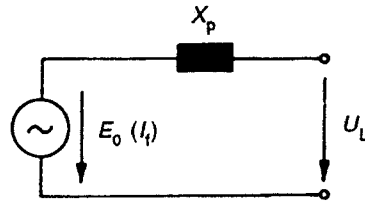
$$X_p / Z_{rG} = X_p I_{rG} / (U_{rG} / \sqrt{3}). \quad (55)$$

Il est très facile de mesurer la caractéristique à vide $E_0(I_f)$ dans une station d'essai. Des courbes caractéristiques standard sont parfois utilisées dans les documents, celles-ci dépendant toutefois de la conception des circuits magnétiques des machines synchrones.

La valeur de la réactance de Potier X_p se situe entre la réactance de fuite du stator X_σ (pôles non saturés, la saturation étant entièrement au niveau de la denture) et la réactance transitoire X'_d (la saturation étant entièrement au niveau des pôles, les dents n'étant pas saturées): $X_\sigma < X_p < X'_d$ [3]. On sait par expérience que les relations $X_p \approx 0,82 X'_d$ ou $X_p \approx X'_d + 0,63 (X'_d - X''_d)$ sont suffisamment précises.

Il est donc possible, à partir de la courbe de la caractéristique à vide $E_0(I_f)$ et de la réactance de Potier X_p , de calculer le courant de court-circuit permanent relatif à un court-circuit à alimentation unique, quelles que soient les valeurs du courant de champ I_f et la réactance du réseau X_N (voir figure 16). La figure 19 conduit à l'équation suivante:

$$I_k = \frac{E_0(I_f)}{X_p + X_N} \quad (56)$$



IEC 687/91

Figure 19 - Equivalent circuit with the source voltage $E_0(I_f)$ and the Potier reactance X_p

From the circuit of figure 19 it can be seen that $E_0 - U_L = X_p I$ is the difference value between the source and the terminal voltage. The effective reactance X_p is called the Potier reactance [2,3]. The value of X_p is found on drawing a tangent to the no-load characteristic of figure 18 passing through the origin and by drawing a parallel BC thereto passing through point B. The hatched triangles ADC and A'D'C' are congruent. The height of the triangles in figure 18 is:

$$X_p/Z_{rG} = X_p I_{rG} / (U_{rG} \sqrt{3}). \quad (55)$$

The no-load characteristic $E_0(I_f)$ can easily be measured in the testing station. Sometimes standard characteristic curves are used in the literature, which, however, are dependent on the design of the magnetic circuits of the synchronous machines.

The value of the Potier reactance X_p lies between the stator leakage reactance X_σ (no saturation in the poles, all saturation being in the teeth) and the transient reactance X'_d (all saturation in the poles, and the teeth are unsaturated): $X_\sigma < X_p < X'_d$ [3]. Experience has shown that either the relationship $X_p \approx 0,82 X'_d$ or the relationship $X_p \approx X''_d + 0,63 (X'_d - X''_d)$ is sufficiently accurate.

On the basis of the no-load characteristic curve $E_0(I_f)$ and the Potier reactance X_p , the steady state short-circuit current in the case of a single-fed short circuit for any value of field current I_f and power system reactance X_N (see figure 16) may be calculated. Figure 19 leads to the following equation:

$$I_k = \frac{E_0(I_f)}{X_p + X_N} \quad (56)$$

A partir de la relation $I''_{kG} (X''_d + X_N) = E''$ on obtient la valeur suivante pour le facteur λ :

$$\lambda = \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{E_0(I_f)}{(X_p - X''_d)I_{rG} + E'' I_{rG}/I''_{kG}} \quad (57)$$

La valeur de $E_0(I_f)$ est fonction de la réactance synchrone X_d uniquement dans le cas de $\lambda_{\max}$ pour le calcul de $I_{k\max}$ (CEI 909, figures 17 et 18).

2.5.2.2 Méthode de calcul simplifiée de λ

Compte tenu du nombre important d'hypothèses requises pour la méthode de la courbe caractéristique (2.5.2.1) et des limites des calculs relatifs aux courants de court-circuit permanents alimentés par un seul alternateur, il est utile de simplifier la méthode de calcul. On a donc utilisé la méthode suivante pour déterminer les courbes de λ (CEI 909, figures 17 et 18).

Si l'on se base sur la figure 18, la tension à la source E_0 d'un courant de champ donné I_f et la réactance de Potier X_p sont réduites du fait de la saturation. Ces deux influences se compensent mutuellement en partie, comme le montre la figure 19. Il semble donc possible de ne pas en tenir compte [7]. En conséquence, l'équation (56) est remplacée par la suivante:

$$I_k = \frac{u_{f\max} E_r}{X_{dsat} + X_N} \quad (58)$$

et l'on obtient, à la place de l'équation (57), la relation suivante:

$$\lambda = \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{u_{f\max} E_r}{(X_{dsat} - X''_d) I_{rG} + E'' I_{rG}/I''_{kG}} \quad (59)$$

où:

E'' est la tension interne subtransitoire (CEI 909, 3.17)

E_r est la tension interne permanente de la machine synchrone à U_{rG} , I_{rG} et $\cos \varphi_{rG}$;

$u_{f\max}$ est $U_{f\max}/U_{fr}$, la tension d'excitation maximale possible, exprimée en valeur réduite (U_{fr} est la tension d'excitation au fonctionnement assigné);

X''_d est la réactance subtransitoire (IEC 909, 3.22);

X_{dsat} est la valeur à la saturation de la réactance synchrone, X_{dsat} est l'inverse du rapport de court-circuit (CEI 909, 12.2.1.4);

I''_{kG}/I_{rG} est le courant de court-circuit symétrique initial de la machine synchrone, exprimé en valeur réduite.

On the basis of the relationship $I''_{kG} (X''_d + X_N) = E''$ the following result is obtained for the factor λ :

$$\lambda = \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{E_0(I_f)}{(X_p - X''_d)I_{rG} + E'' I_{rG}/I''_{kG}} \quad (57)$$

$E_0(I_f)$ is dependent on the synchronous reactance X_d only for the case of $\lambda_{\max}$ for the calculation of $I_{k\max}$ (IEC 909, figures 17 and 18).

2.5.2.2 Simplified method for the calculation of λ

In view of the large number of assumptions required for the characteristic curve method (2.5.2.1) and the limitation of the calculation to the steady-state short-circuit currents which are fed by one generator only, it is useful to simplify the method of calculation. The following method was used to find the λ -curves (IEC 909, figures 17 and 18).

On the basis of figure 18 both the source voltage E_0 for a given field current I_f and the Potier reactance X_p are reduced as a result of saturation. Both influences partially compensate for each other as shown in figure 19. It thus appears sensible to ignore them [7]. As a result of this reflection equation (56) is replaced by the following equation:

$$I_k = \frac{u_{f\max} E_r}{X_{dsat} + X_N} \quad (58)$$

and instead of equation (57) the following relationship is found:

$$\lambda = \frac{I_k}{I_{rG}} = \frac{u_{f\max} E_r}{(X_{dsat} - X''_d) I_{rG} + E'' I_{rG}/I''_{kG}} \quad (59)$$

where:

E'' is the subtransient internal voltage (IEC 909, 3.17)

E_r is the steady state internal voltage of the synchronous machine at U_{rG} , I_{rG} and $\cos \varphi_{rG}$;

$u_{f\max}$ is $U_{f\max}/U_{fr}$, the referred highest possible excitation-voltage (U_{fr} is the excitation voltage at rated operation);

X''_d is the subtransient reactance (IEC 909, 3.22);

X_{dsat} is the saturated value of the synchronous reactance, X_{dsat} is the reciprocal of the short-circuit ratio (IEC 909, 12.2.1.4);

I''_{kG}/I_{rG} is the referred initial symmetrical short-circuit current of the synchronous machine.

La tension subtransitoire E'' est calculée avec une bonne approximation ($R_G \ll X_d''$) à l'aide de l'équation suivante:

$$E'' \approx \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} + I_{rG} X_d'' \sin \varphi_{rG} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} (1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}) \quad (60)$$

La tension interne assignée E_r est obtenue comme suit:

$$E_r \approx \sqrt{\left[\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} \right]^2 + (I_{rG} X_{dsat})^2 + 2 \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} I_{rG} X_{dsat} \sin \varphi_{rG}} \\ \approx \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} \sqrt{1 + x_{dsat}^2 + 2x_{dsat} \sin \varphi_{rG}} \quad (61)$$

où:

$$x_d'' = X_d''/Z_{rG}, \quad x_{dsat} = X_{dsat}/Z_{rG} \quad \text{avec} \quad Z_{rG} = U_{rG}/(\sqrt{3} I_{rG}).$$

Etant donné que dans le cas de l'alternateur particulier considéré un court-circuit proche de l'alternateur n'est possible que si $I_{rG}''/I_{rG} > 2$ (CEI 909, 3.19), les courbes caractéristiques des figures 17 et 18 de la CEI 909 s'appliquent dans cette zone.

Les valeurs du facteur λ calculées conformément à la méthode de la courbe caractéristique (2.5.2.1) et selon la méthode simplifiée [7] concordent si l'on prend les valeurs suivantes: $X_d' = 0,2 Z_{rG}$ et $\cos \varphi_{rG} = 0,85$. On prendra, pour le calcul des courbes de λ , les valeurs de $u_{fmax} = U_{fmax}/U_{fr}$ suivantes (CEI 909, figures 17 et 18):

Séries	1	2
Turbo-alternateurs	$u_{fmax} = 1,3$	$u_{fmax} = 1,6$
Machines à pôles saillants	$u_{fmax} = 1,6$	$u_{fmax} = 2,0$

Les valeurs du facteur λ étant clairement définies par les équations (59) à (61) comme se situant dans la plage $I_{rG}''/I_{rG} > 2$, il n'est pas nécessaire de faire une approximation en utilisant des expressions numériques simplifiées, comme ceci était le cas pour les facteurs μ (CEI 909, équation (47)) et q (CEI 909, équations (67)).

The subtransient voltage E'' is obtained with good approximation ($R_G \ll X_d''$):

$$E'' \approx \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} + I_{rG} X_d'' \sin \varphi_{rG} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} (1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}) \quad (60)$$

The internal rated voltage E_r is found to be:

$$\begin{aligned} E_r &\approx \sqrt{\left[\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} \right]^2 + (I_{rG} X_{dsat})^2 + 2 \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} I_{rG} X_{dsat} \sin \varphi_{rG}} \\ &\approx \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}} \sqrt{1 + x_{dsat}^2 + 2x_{dsat} \sin \varphi_{rG}} \end{aligned} \quad (61)$$

where:

$$x_d'' = X_d''/Z_{rG}, \quad x_{dsat} = X_{dsat}/Z_{rG} \quad \text{with} \quad Z_{rG} = U_{rG}/(\sqrt{3} I_{rG}).$$

Since for the individual generator under consideration a near-to-generator short circuit is applicable for $I_{rG}'/I_{rG} > 2$ only (IEC 909, 3.19), the characteristic curves of figures 17 and 18 of IEC 909 apply to this region.

The factors λ calculated in accordance with the characteristic curve method (2.5.2.1) and in accordance with the simplified method [7] are in good agreement taking the values $X_d' = 0,2 Z_{rG}$ and $\cos \varphi_{rG} = 0,85$. The following usual values for $u_{fmax} = U_{fmax}/U_{fr}$ are assumed for the calculation of the λ curves (IEC 909, figures 17 and 18):

Series	1	2
Turbine generators	$u_{fmax} = 1,3$	$u_{fmax} = 1,6$
Salient-pole machines	$u_{fmax} = 1,6$	$u_{fmax} = 2,0$

Since the factor λ is clearly defined by equations (59) through (61) in the range $I_{rG}'/I_{rG} > 2$, it need not be approximated by simplified numerical expressions as in the case of the factors μ (IEC 909, equation(47)) and q (IEC 909, equation (67)).

2.6 Facteur q utilisé pour le calcul du courant de court-circuit coupé des moteurs asynchrones

2.6.1 Généralités

On utilise le facteur q conjointement avec le facteur μ (2.4) pour calculer le courant de court-circuit symétrique coupé des moteurs asynchrones ou des groupes de moteurs asynchrones dans les réseaux moyenne et basse tension (CEI 909, 11.5.3.5 et 13.2).

Dans le cas d'un court-circuit triphasé aux bornes, le courant de court-circuit symétrique des moteurs asynchrones décroît beaucoup plus rapidement que le courant de court-circuit des alternateurs synchrones. La constante de temps réelle T_{AC} augmente avec la racine carrée de la puissance active par paire de pôles (figure 22).

Le facteur q est donné par la figure 25 ou l'équation (67) de la CEI 909, en fonction de P_{rM}/p et t_{min} . La valeur du facteur μ dans le produit μq (CEI 909, équations (71) et (60)) tient compte de la distance entre le point de court-circuit et les bornes du moteur. Ce facteur est donné par la figure 16 ou l'équation (47) de la CEI 909.

Lorsqu'on connaît la valeur du courant de court-circuit symétrique coupé I_b des moteurs asynchrones grâce à des mesures du court-circuit ou des calculs transitoires, il est possible de calculer la valeur du facteur q d'après l'équation (62).

On calcule le courant de court-circuit symétrique initial des moteurs asynchrones en utilisant la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ (CEI 909, tableau II) bien que la tension interne des moteurs soit inférieure à la tension aux bornes. Les raisons de ceci sont les suivantes:

- Uniformité de la procédure de calcul dans tous les cas (CEI 909, article 6).
- La tension aux bornes avant le court-circuit peut être supérieure à la tension assignée U_{rM} du moteur (CEI 909, article 6).
- Il est admis que le rapport I_{LR}/I_{rM} soit supérieur de 20 % à la valeur assignée indiquée sur la plaque signalétique.

On peut utiliser, pour calculer le courant coupé dans les réseaux maillés dans le cas de moteurs asynchrones, les indications données par l'équation (60) de la CEI 909, y compris dans le cas d'un court-circuit éloigné d'un alternateur avec $\mu_i = 1$ et $\mu_j \neq 1$ [11].

2.6.2 Calcul du facteur q

Pour calculer la valeur du facteur q (CEI 909, figure 25 ou équation (67)), on procède à plusieurs mesures de court-circuit [4] et calculs transitoires [13] des courants de court-circuit coupés I_{bM} en prenant différentes valeurs de t_{min} (CEI 909, 3.23):

$$q = \frac{I_{bM}}{\mu I''_{kM}} \quad (62)$$

A la figure 20, le facteur q calculé à partir de l'équation (62) correspond à 8 moteurs basse tension avec $P_{rM} = (0,011...0,16)$ MW et à 20 moteurs moyenne tension avec $P_{rM} = (0,16...10,0)$ MW pour un temps mort minimal $t_{min} = 0,02$ s, 0,05 s, 0,10 s et $\geq 0,25$ s. Les principales caractéristiques de ces 28 moteurs asynchrones sont données dans le tableau 2.

2.6 Factor q for the calculation of the short-circuit breaking current of asynchronous motors

2.6.1 General

The factor q is used together with the factor μ (2.4) to determine the symmetrical short-circuit breaking current of asynchronous motors or groups of asynchronous motors in medium and low-voltage networks (IEC 909, 11.5.3.5 and 13.2).

The symmetrical short-circuit current of asynchronous motors in the case of a three-phase short circuit at the terminals decays considerable faster than the short-circuit current of synchronous generators. The effective time constant T_{AC} increases with the square root of the active power per pair of poles (figure 22).

The factor q is given in figure 25 or equation (67) of IEC 909 depending on P_{rM}/p and t_{min} . The factor μ of the product μq (IEC 909, equation (71) and equation (60)) takes into consideration the distance between the short-circuit location and the motor terminals. This factor is taken from figure 16 or equation (47) of IEC 909.

If the symmetrical short-circuit breaking current I_b of asynchronous motors is known from short-circuit measurement or from transient calculations, it is possible to determine the factor q from equation (62).

The initial symmetrical short-circuit current of asynchronous motors should be calculated with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ (IEC 909, table II) although the internal voltage of the motors is smaller than the terminal voltage. The reasons are:

- Unification of the calculation procedure in all cases (IEC 909, clause 6).
- The voltage at the terminals before the short-circuit may be higher than the rated voltage U_{rM} of the motor (IEC 909, clause 6).
- The ratio I_{LR}/I_{rM} is normally allowed to be 20 % higher than the rated value given on the nameplate.

When calculating the breaking current in meshed networks with asynchronous motors the information in equation (60) of IEC 909 can be used, even in the case of a far-from-generator short circuit with $\mu_i = 1$ and $\mu_j \neq 1$ [11].

2.6.2 Derivation of factor q

To find the factor q (IEC 909, figure 25 or equation (67)) several short-circuit measurements [4] and transient calculations [13] for short-circuit breaking currents I_{bM} at different times t_{min} (IEC 909, 3.23) are used:

$$q = \frac{I_{bM}}{\mu I''_{kM}} \quad (62)$$

In figure 20, the factor q from equation (62) is given for 8 low-voltage motors with $P_{rM} = (0,011...0,16)$ MW and 20 medium-voltage motors with $P_{rM} = (0,16...10,0)$ MW at the minimum time delay $t_{min} = 0,02$ s, $0,05$ s, $0,10$ s and $\geq 0,25$ s. The main data of these 28 asynchronous motors are given in table 2.

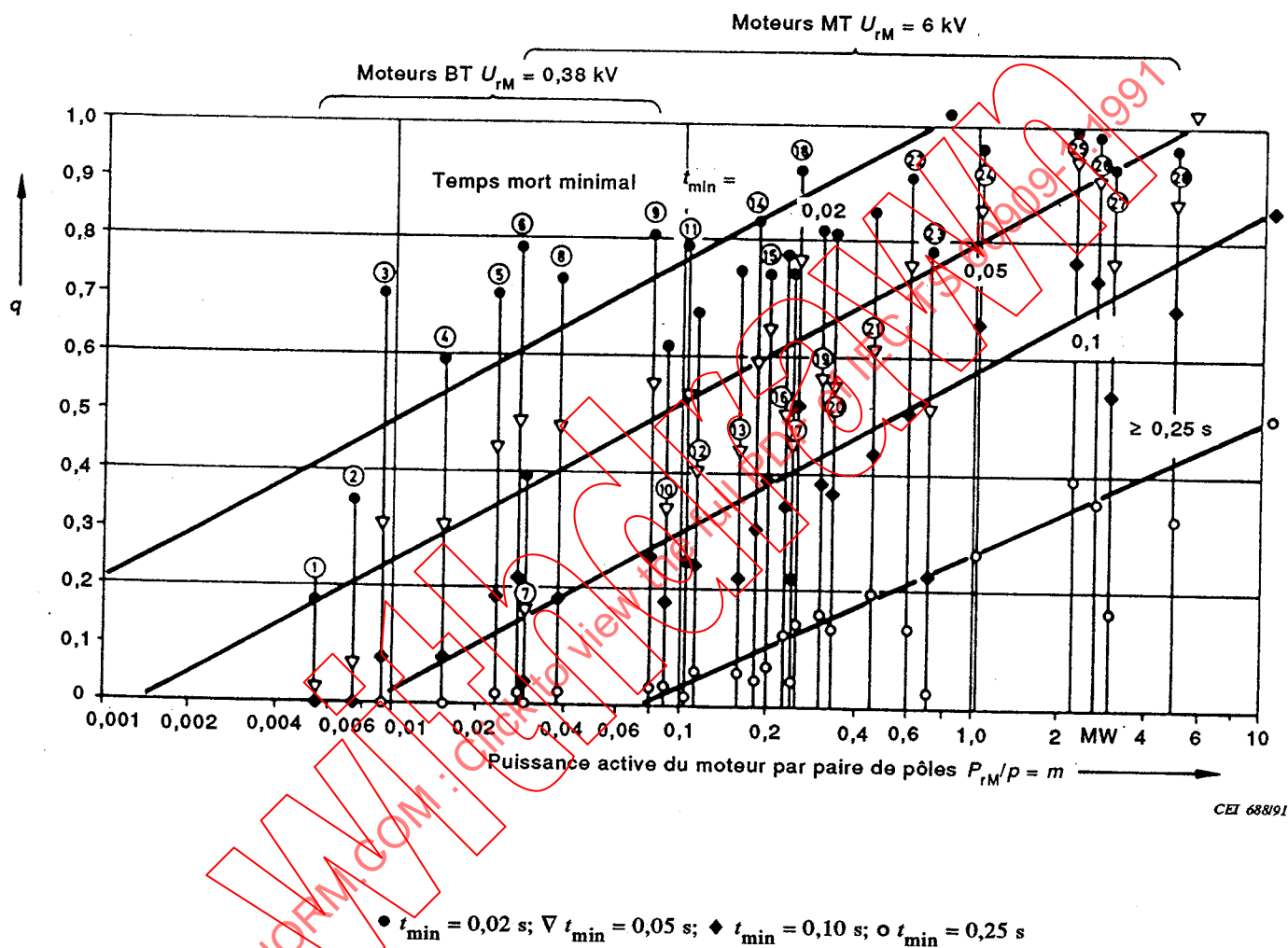


Figure 20 - Valeurs du facteur q obtenues à partir des valeurs mesurées et calculées de $I_{bM} = \mu q I_{kM}''$, équation (62), pour différentes valeurs de t_{min} , comparées à $q = q_{IEC}$ (CEI 909, 13.2.1 et figure 25)

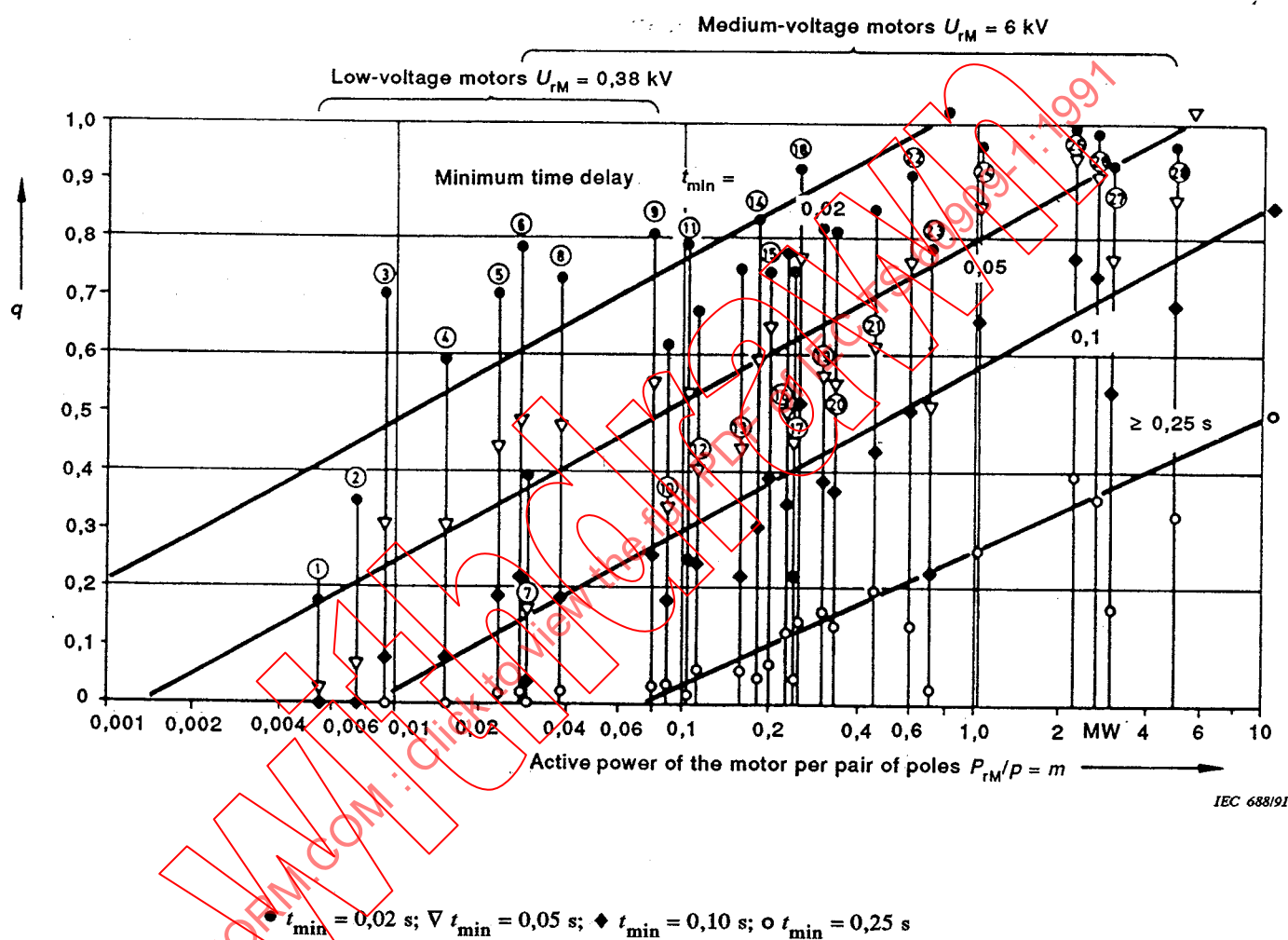


Figure 20 - Factor q from measured and calculated values of $I_{bM} = \mu q I''_{kM}$, equation (62), at different values t_{min} in comparison to $q = q_{IEC}$ (IEC 909, 13.2.1 and figure 25)

Tableau 2 - Caractéristiques des moteurs asynchrones basse et moyenne tension (50 Hz)
et valeurs calculées

No.	U_{rM} kV	I_{rM} A	$S_{rM}^{1)}$ MVA	$P_{rM}^{2)}$ MW	n_r (50 Hz) min^{-1}	$p^{3)}$ —	$\frac{P_{rM}^{4)}$ P MW	$\frac{I_{LR}}{I_{rM}}$ —	$Z_M^{5)}$ Ω
1	0,38	22,5	0,0149	0,011	1425	2	0,0055	8,5	1,147
2	0,38	45,0	0,0295	0,022	960	3	0,0073	6,0	0,813
3	0,38	36,6	0,024	0,0185	1460	2	0,0093	6,0	1,002
4	0,38	61,0	0,040	0,030	1465	2	0,015	6,5	0,553
5	0,38	88,0	0,0578	0,045	1475	2	0,0225	6,7	0,372
6	0,38	106,0	0,0696	0,055	1475	2	0,0275	7,3	0,284
7	6,0	25,0	0,259	0,175	485	6	0,0292	4,3	32,22
8	0,38	137,0	0,090	0,075	1475	2	0,0375	6,8	0,236
9	0,38	291,0	0,192	0,160	1480	2	0,080	6,3	0,120
10	6,0	21,0	0,218	0,180	1480	2	0,090	5,7	28,94
11	6,0	80,5	0,837	0,630	492	6	0,105	5,2	8,275
12	6,0	26,0	0,270	0,225	1485	2	0,113	5,8	22,97
13	6,0	19,0	0,197	0,160	2970	1	0,160	6,0	30,39
14	6,0	66,0	0,685	0,550	990	3	0,183	5,3	9,903
15	6,0	45,0	0,467	0,400	1487	2	0,200	5,33	14,44
16	6,0	27,0	0,281	0,230	2980	1	0,230	6,0	21,38
17	6,0	81,0	0,842	0,700	990	3	0,233	6,0	7,128
18	6,0	29,0	0,299	0,250	2973	1	0,250	5,3	22,54
19	6,0	34,0	0,353	0,300	2980	1	0,300	6,2	16,43
20	6,0	36,0	0,374	0,320	2980	1	0,320	6,0	16,04
21	6,0	52,0	0,540	0,460	2985	1	0,460	7,0	9,517
22	6,0	201,0	2,090	1,800	992	3	0,600	5,2	3,314
23	6,0	163,0	1,697	1,400	1478	2	0,700	5,0	4,250
24	6,0	231,0	2,400	2,100	1492	2	1,050	5,1	2,940
25	6,0	504,0	5,245	4,500	1492	2	2,250	4,7	1,462
26	6,0	296,0	3,070	2,650	2985	1	2,650	5,0	2,341
27	6,0	659,0	6,850	6,000	1489	2	3,000	5,5	0,956
28	6,0	1120,0	11,640	10,000	1490	2	5,000	4,0	0,773

1) $S_{rM} = \sqrt{3} U_{rM} I_{rM}$;
2) $P_{rM} = S_{rM} \cos \varphi_r \eta_r$;
3) paire de pôles;
4) puissance active par paire de pôles;
5) Z_M suivant l'équation (34) de la CEI 909.

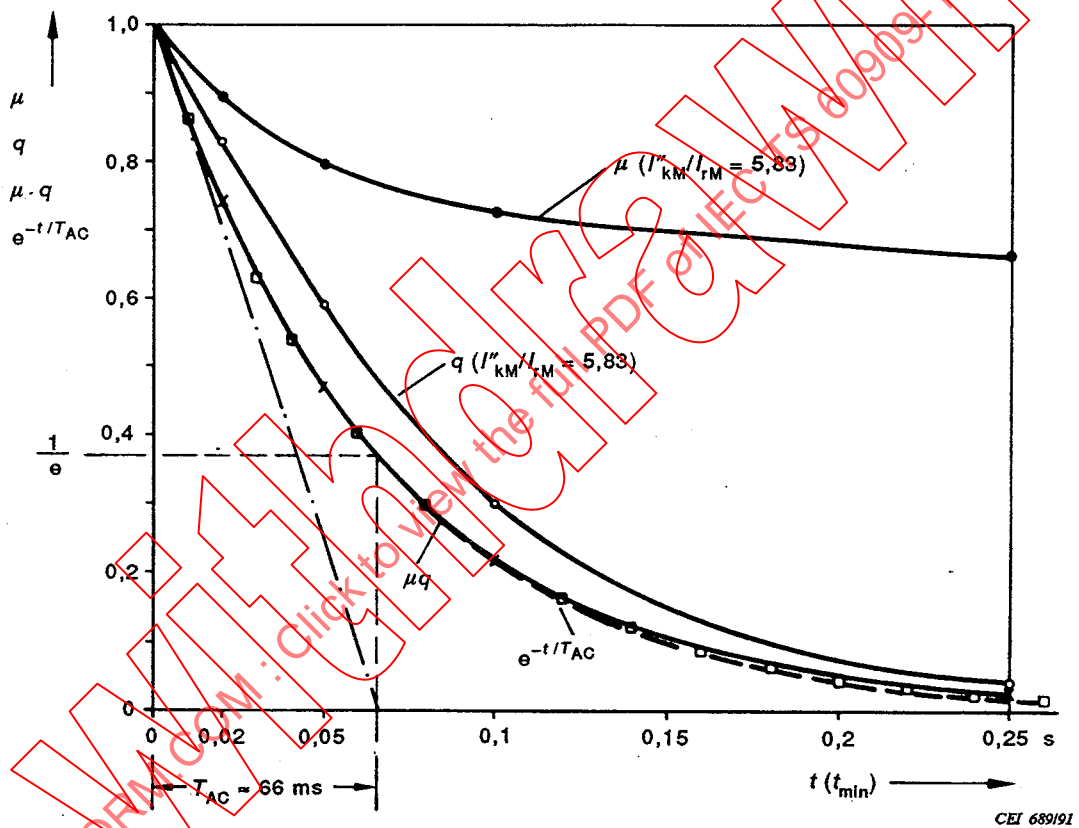
Table 2 - Data of low-voltage and medium-voltage asynchronous motors (50 Hz)
and calculated values

No.	U_{rM} kV	I_{rM} A	$S_{rM}^{1)}$ MVA	$P_{rM}^{2)}$ MW	n_r (50 Hz) min^{-1}	$p^{3)}$ —	$\frac{P_{rM}^{4)}$ P MW	$\frac{I_{LR}}{I_{rM}}$ —	$Z_M^{5)}$ Ω
1	0,38	22,5	0,0149	0,011	1425	2	0,0055	8,5	1,147
2	0,38	45,0	0,0295	0,022	960	3	0,0073	6,0	0,813
3	0,38	36,6	0,024	0,0185	1460	2	0,0093	6,0	1,002
4	0,38	61,0	0,040	0,030	1465	2	0,015	6,5	0,553
5	0,38	88,0	0,0578	0,045	1475	2	0,0225	6,7	0,372
6	0,38	106,0	0,0696	0,055	1475	2	0,0275	7,3	0,284
7	6,0	25,0	0,259	0,175	485	6	0,0292	4,3	32,22
8	0,38	137,0	0,090	0,075	1475	2	0,0375	6,8	0,236
9	0,38	291,0	0,192	0,160	1480	2	0,080	6,3	0,120
10	6,0	21,0	0,218	0,180	1480	2	0,090	5,7	28,94
11	6,0	80,5	0,837	0,630	492	6	0,105	5,2	8,275
12	6,0	26,0	0,270	0,225	1485	2	0,113	5,8	22,97
13	6,0	19,0	0,197	0,160	2970	1	0,160	6,0	30,39
14	6,0	66,0	0,685	0,550	990	3	0,183	5,3	9,903
15	6,0	45,0	0,467	0,400	1487	2	0,200	5,33	14,44
16	6,0	27,0	0,281	0,230	2980	1	0,230	6,0	21,38
17	6,0	81,0	0,842	0,700	990	3	0,233	6,0	7,128
18	6,0	29,0	0,299	0,250	2973	1	0,250	5,3	22,54
19	6,0	34,0	0,353	0,300	2980	1	0,300	6,2	16,43
20	6,0	36,0	0,374	0,320	2980	1	0,320	6,0	16,04
21	6,0	52,0	0,540	0,460	2985	1	0,460	7,0	9,517
22	6,0	201,0	2,090	1,800	992	3	0,600	5,2	3,314
23	6,0	163,0	1,697	1,400	1478	2	0,700	5,0	4,250
24	6,0	231,0	2,400	2,100	1492	2	1,050	5,1	2,940
25	6,0	504,0	5,245	4,500	1492	2	2,250	4,7	1,462
26	6,0	296,0	3,070	2,650	2985	1	2,650	5,0	2,341
27	6,0	659,0	6,850	6,000	1489	2	3,000	5,5	0,956
28	6,0	1120,0	11,640	10,000	1490	2	5,000	4,0	0,773

1) $S_{rM} = \sqrt{3} U_{rM} I_{rM}$;
2) $P_{rM} = S_{rM} \cos \varphi_r \eta_r$;
3) pair of poles;
4) active power per pair of poles;
5) Z_M according to equation (34) of IEC 909.

Comme on peut le voir sur la figure 20, les valeurs de q_{IEC} (CEI 909, figure 25 ou équation (67)) sont des valeurs moyennes. La fréquence 50 % des écarts entre les valeurs simples de q et q_{IEC} se situe dans la plage $\Delta q_{IEC} \approx 0 \% \dots +5 \%$ pour les quatre différentes courbes q_{IEC} ($t_{min} = 0,02 \text{ s}, 0,05 \text{ s}, 0,10 \text{ s}, \geq 0,25 \text{ s}$).

Sur la figure 21, les valeurs de μ , q et μq en fonction du temps sont données pour un exemple particulier (moteur n° 14 du tableau 2). Dans ce cas comme dans les autres, il est possible de remplacer, avec une précision suffisante, le produit de $\mu q = I_{bM}/I''_{kM}$ par la fonction $e^{-t/T_{AC}}$.



Exemple: $P_{rM} = 550 \text{ kW}$; $U_{rM} = 6 \text{ kV}$; $I_{rM} = 66 \text{ A}$; $I_{LR}/I_{rM} = 5,3$;
 $n_r = 990 \text{ min}^{-1}$; $f = 50 \text{ Hz}$; $T_{AC} \approx 66 \text{ ms}$.

Figure 21 - Valeurs de μ , q , μq et $e^{-t/T_{AC}}$ en fonction du temps utilisées dans le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé $I_{bM} = \mu q I''_{kM}$ dans le cas d'un court-circuit aux bornes d'un moteur asynchrone

The values of q_{IEC} (IEC 909, figure 25 or equation (67)) are medium values as can be seen from figure 20. The 50 % frequency of the deviations between the single values q and q_{IEC} is found in the range of $\Delta q_{IEC} \approx 0 \% \dots +5 \%$ for the four different curves q_{IEC} ($t_{min} = 0,02 \text{ s}, 0,05 \text{ s}, 0,10 \text{ s}, \geq 0,25 \text{ s}$).

In figure 21 the time functions of μ , q and μq are given for one example (motor No. 14 in table 2). In this case and the other cases it is possible with sufficient accuracy to substitute the product of $\mu q = I_{bM}/I''_{kM}$ by the function $e^{-t/T_{AC}}$.

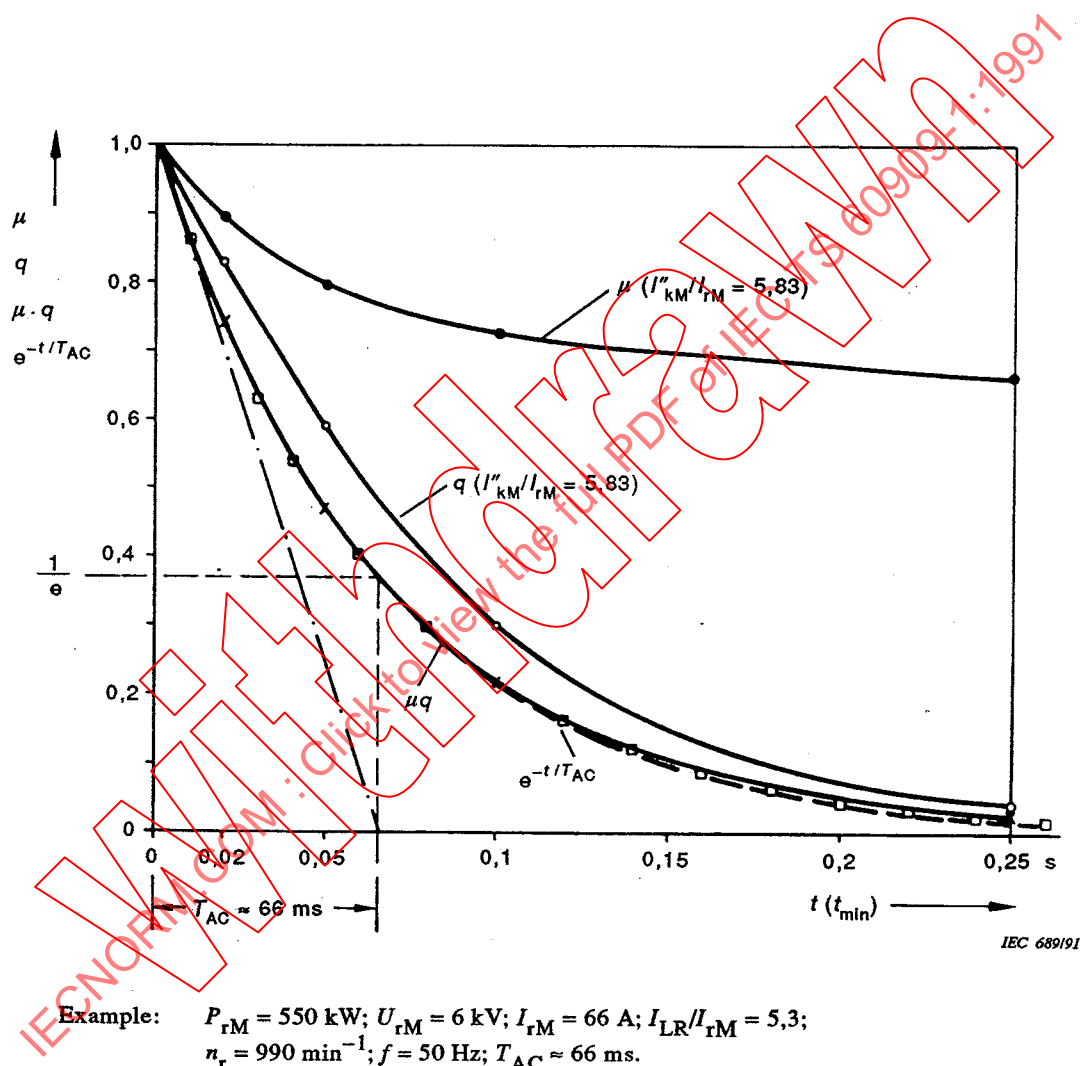


Figure 21 - Time functions μ , q , μq and $e^{-t/T_{AC}}$ for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current $I_{bM} = \mu q I''_{kM}$ in the case of a short circuit at the terminals of an asynchronous motor

Les constantes de temps T_{AC} relatives aux 28 moteurs asynchrones figurant dans le tableau 2 sont indiquées dans la figure 22 avec les constantes de temps $T_{\mu q} = -t_{\min}/\ln(\mu q)_{IEC}$, μ étant déterminé conformément à l'équation (47) de la CEI 909 et $q = q_{IEC}$ conformément à l'équation (67) de la CEI 909. Les variations moyennes relativement élevées représentées sur les figures 20 et 22 sont essentiellement dues aux différences de conception des moteurs asynchrones, y compris lorsque la puissance active assignée et le nombre de pôles sont identiques.

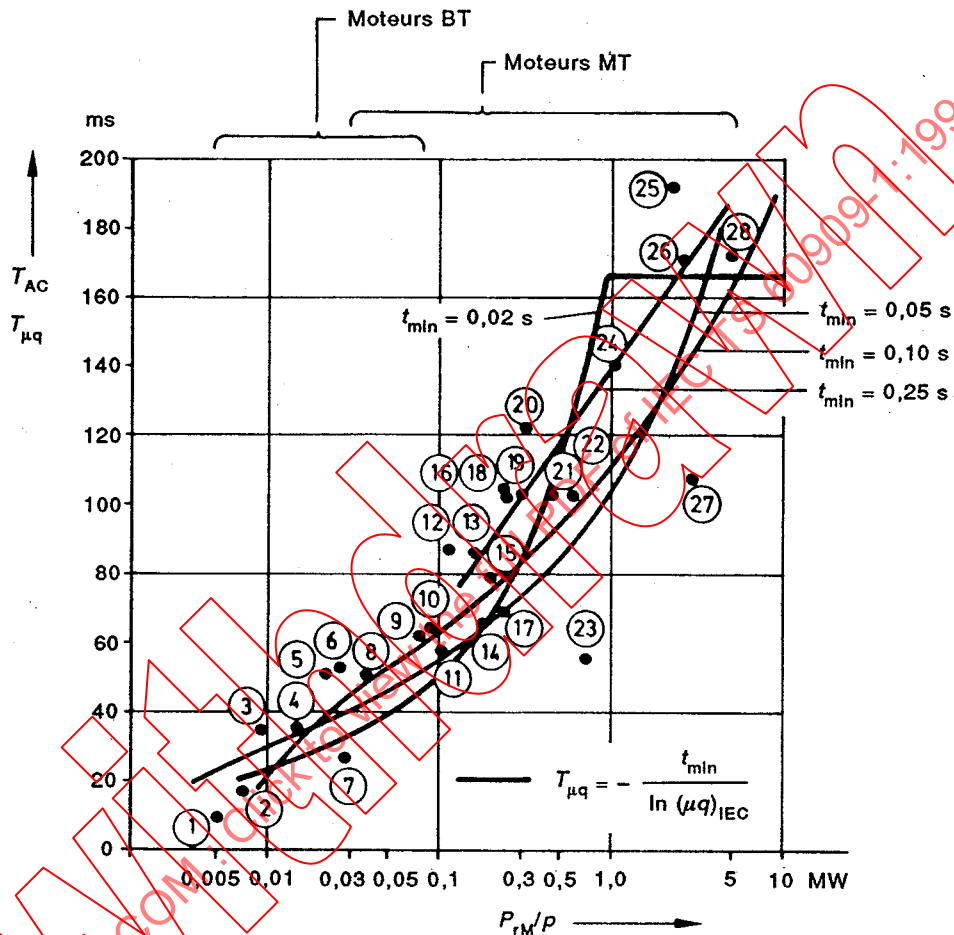


Figure 22 - Constantes de temps réelles T_{AC} pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé I_{bM} et, en comparaison $T_{\mu q} = -t_{\min}/\ln(\mu q)_{IEC}$ (voir le tableau 2 pour les numéros des moteurs)

The time constants T_{AC} for the 28 asynchronous motors of table 2, are given in figure 22 together with the time constants $T_{\mu q} = -t_{min}/\ln(\mu q)_{IEC}$ with μ in accordance with equation (47) of IEC 909 and $q = q_{IEC}$ in accordance with equation (67) of IEC 909. The relatively high mean variations in figures 20 and 22 are mainly due to the different design of the asynchronous motors even in the case of equal rated active power and number of poles.

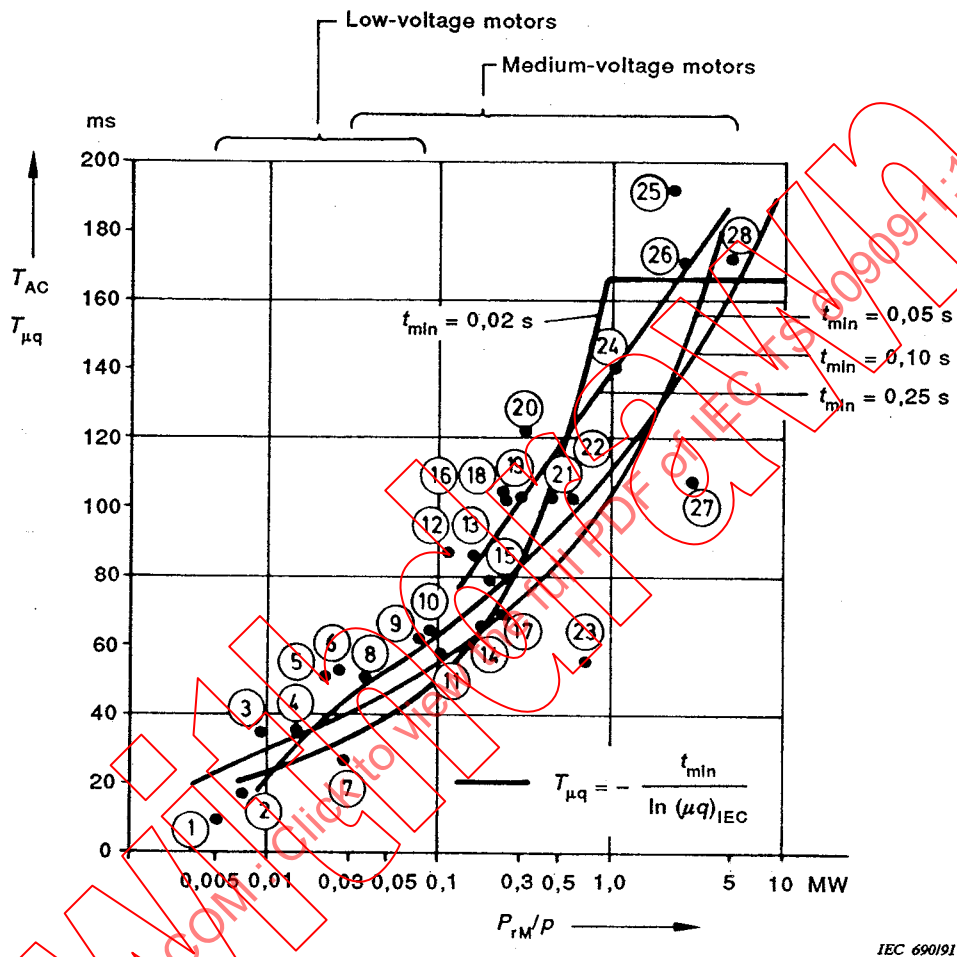


Figure 22 - Effective time constants T_{AC} for the determination of the symmetrical short-circuit breaking current I_{bM} and in comparison $T_{\mu q} = -t_{min}/\ln(\mu q)_{IEC}$. (number of motors see table 2)

2.6.3 Courants de court-circuit coupés dans le cas de courts-circuits dissymétriques

Dans le cas de courts-circuits dissymétriques, les moteurs ou groupes de moteurs asynchrones contribuent au courant de court-circuit asymétrique initial, à la valeur de crête du courant de court-circuit, au courant de court-circuit coupé et au courant de court-circuit permanent (CEI 909, tableau II). Dans les réseaux à neutre directement relié à la terre, il y a lieu de tenir compte de l'influence des moteurs sur le courant de court-circuit phase-terre.

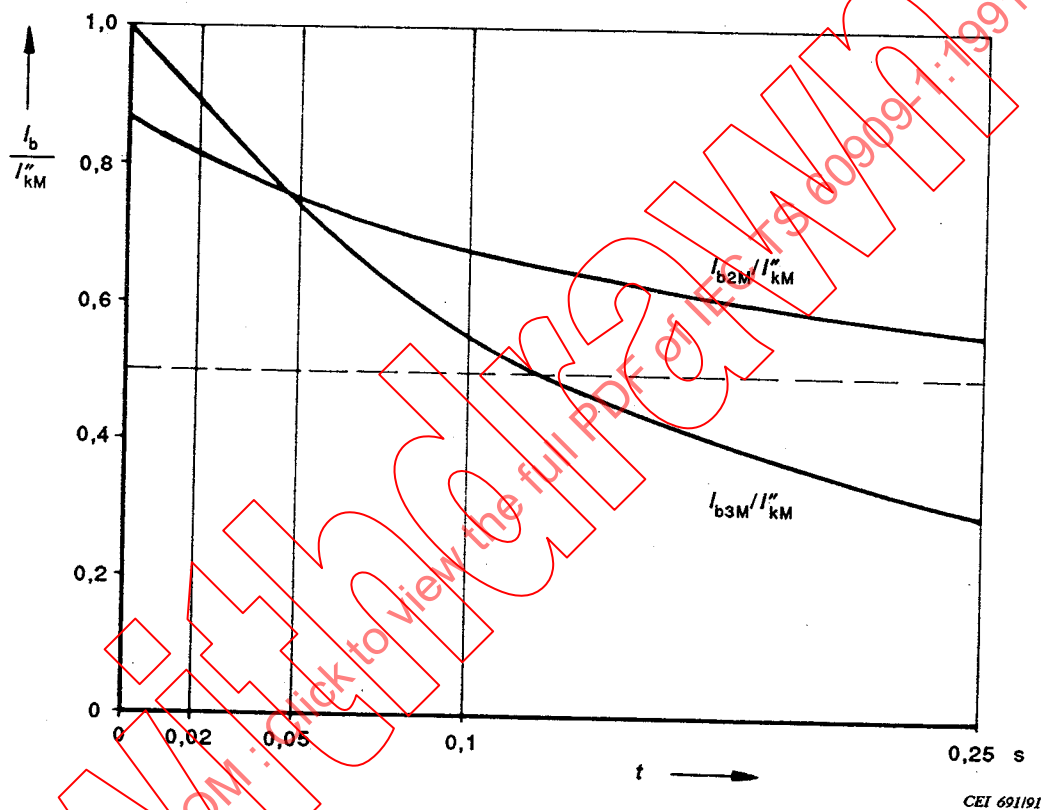


Figure 23 - Valeurs de I_{bM} / I''_{KM} en fonction du temps dans le cas d'un court-circuit symétrique (I_{b3M} / I''_{KM}) et d'un court-circuit entre deux phases (I_{b2M} / I''_{KM}) aux bornes d'un moteur asynchrone (à titre d'exemple moteur n° 28 du tableau 2)

La figure 23 donne un exemple des valeurs de I_{bM} / I''_{KM} en fonction du temps dans le cas d'un court-circuit triphasé symétrique et d'un court-circuit entre deux phases, aux bornes d'un moteur asynchrone.

Le courant dans la troisième phase, dans le cas d'un court-circuit entre deux phases, peut avoir une amplitude de l'ordre de I''_{k3M} , si le temps mort est suffisant. Le courant de court-circuit permanent dans les deux phases mises en court-circuit atteint $0,5 I''_{k3M}$; voir la figure 23 (CEI 909, équation (76)). Si le réseau est à neutre directement relié à la terre, le courant de court-circuit dû à un court-circuit phase-terre décroît encore plus lentement que le courant de court-circuit entre deux phases (figure 23).