NORME INTERNATIONALE

INTERNATIONAL STANDARD

CEI
IEC
60909-0

Première édition
First edition
2001-07

Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif –

Partie 0: Calcul des courants

Short-circuit currents in three-phase a.c. systems –

Part 0: Calculation of currents

Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60909-0:2001

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

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 cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- **Site web de la CEI (www.iec.ch)**
- **Catalogue des publications de la CEI**

  Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/catlg-f.htm) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.
- **IEC Just Published**

  Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/JP.htm) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.
- **Service clients**

  Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

  Email: custserv@iec.ch
  Tél: +41 22 919 02 11
  Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

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 this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- **IEC Web Site (www.iec.ch)**
- **Catalogue of IEC publications**

  The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/catlg-e.htm) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.
- **IEC Just Published**

  This summary of recently issued publications (www.iec.ch/JP.htm) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.
- **Customer Service Centre**

  If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

  Email: custserv@iec.ch
  Tel: +41 22 919 02 11
  Fax: +41 22 919 03 00

.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,,,--`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

NORME INTERNATIONALE

INTERNATIONAL STANDARD

CEI
IEC
60909-0

Première édition
First edition
2001-07

Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif –

Partie 0: Calcul des courants

Short-circuit currents in three-phase a.c. systems –

Part 0: Calculation of currents

© IEC 2001 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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

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

International Electrotechnical Commission 3, rue de Varembé Geneva, Switzerland
Telefax: +41 22 919 0300 e-mail: inmail@iec.ch IEC web site http://www.iec.ch

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 8

1 Généralités 12
1.1 Domaine d'application 12
1.2 Références normatives 14
1.3 Définitions 16
1.4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs 24
1.4.1 Symboles 24
1.4.2 Indices inférieurs 28
1.4.3 Indices supérieurs 30
2 Caractéristiques des courants de court-circuit: méthode de calcul 30
2.1 Généralités 30
2.2 Hypothèses de calcul 34
2.3 Méthode de calcul 34
2.3.1 Source de tension équivalente au point de court-circuit 34
2.3.2 Application des composantes symétriques 40
2.4 Courants de court-circuit maximaux 44
2.5 Courants de court-circuit minimaux 46
3 Impédances de court-circuit des matériels électriques 46
3.1 Généralités 46
3.2 Réseaux d'alimentation 48
3.3 Transformateurs 50
3.3.1 Transformateurs à deux enroulements 50
3.3.2 Transformateurs à trois enroulements 52
3.3.3 Facteurs de correction d'impédance pour transformateurs de réseau à deux et trois enroulements 56
3.4 Lignes aériennes et câbles 58
3.5 Réactances de limitation de court-circuit 60
3.6 Machines synchrones 60
3.6.1 Alternateurs synchrones 60
3.6.2 Moteurs et compensateurs synchrones 64
3.7 Groupe de production 64
3.7.1 Groupes de production avec changeur de prise en charge 64
3.7.2 Groupe de production sans changeur de prise en charge 68
3.8 Moteurs asynchrones 70
3.8.1 Généralités 70
3.8.2 Contribution des moteurs asynchrones aux courants de court-circuit 72
3.9 Convertisseurs statiques 76
3.10 Capacités et charges non rotatives 76
4 Calcul des courants de court-circuit 78
4.1 Généralités 78
4.2 Courants de court-circuit symétrique initial I''_k 82

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

CONTENTS

FOREWORD 9

1 General 13
1.1 Scope 13
1.2 Normative references 15
1.3 Definitions 17
1.4 Symbols, subscripts and superscripts 25
1.4.1 Symbols 25
1.4.2 Subscripts 29
1.4.3 Superscripts 31
2 Characteristics of short-circuit currents: calculating method 31
2.1 General 31
2.2 Calculation assumptions 35
2.3 Method of calculation 35
2.3.1 Equivalent voltage source at the short-circuit location 35
2.3.2 Application of symmetrical components 41
2.4 Maximum short-circuit currents 45
2.5 Minimum short-circuit currents 47
3 Short-circuit impedances of electrical equipment 47
3.1 General 47
3.2 Network feeders 49
3.3 Transformers 51
3.3.1 Two-winding transformers 51
3.3.2 Three-winding transformers 53
3.3.3 Impedance correction factors for two- and three-winding network transformers 57
3.4 Overhead lines and cables 59
3.5 Short-circuit limiting reactors 61
3.6 Synchronous machines 61
3.6.1 Synchronous generators 61
3.6.2 Synchronous compensators and motors 65
3.7 Power station unit 65
3.7.1 Power station units with on-load tap-changer 65
3.7.2 Power station units without on-load tap-changer 69
3.8 Asynchronous motors 71
3.8.1 General 71
3.8.2 Contribution to short-circuit currents by asynchronous motors 73
3.9 Static converters 77
3.10 Capacitors and non-rotating loads 77
4 Calculation of short-circuit currents 79
4.1 General 79
4.2 Initial symmetrical short-circuit current I''_k 83

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.1 Courts-circuits triphasés 82
4.2.2 Courts-circuits biphasés 94
4.2.3 Courts-circuits biphasés à la terre 98
4.2.4 Courts-circuits monophasés 100
4.3 Valeur de crête du courant de court-circuit i_p 100
4.3.1 Courts-circuits triphasés 100
4.3.2 Courts-circuits biphasés 104
4.3.3 Courts-circuits biphasés à la terre 104
4.3.4 Courts-circuits monophasés 106
4.4 Composante continue des courants de court-circuit 106
4.5 Courant de court-circuit symétrique coupé I_b 106
4.5.1 Courts-circuits éloignés d'un alternateur 106
4.5.2 Courts-circuits proches d'un alternateur 108
4.6 Courant de court-circuit permanent I_k 116
4.6.1 Courts-circuits triphasés d'un alternateur ou d'un groupe de production 116
4.6.2 Courts-circuits triphasés dans les réseaux non maillés 120
4.6.3 Courts-circuits triphasés dans les réseaux maillés 122
4.6.4 Courts-circuits dissymétriques 122
4.6.5 Courts-circuits de transformateur du côté basse tension, si une phase est ouverte côté haute tension 124
4.7 Courts-circuits aux bornes des moteurs asynchrones 126
4.8 Intégrale de Joule et courant de court-circuit thermique équivalent 128

Annexe A (normative) Equations pour calculer les facteurs *m* et *n* 136

Figure 1 – Courant relatif à un court-circuit éloigné de tout alternateur avec composante alternative constante (tracé schématique) 30
Figure 2 – Courant relatif à un court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante (tracé schématique) 32
Figure 3 – Caractérisation des courts-circuits et de leurs courants 36
Figure 4 – Illustration du calcul du courant de court-circuit symétrique initial I''_k suivant la procédure de la source de tension équivalente 38
Figure 5 – Impédances de court-circuit d'un réseau alternatif triphasé au point F de court-circuit 42
Figure 6 – Schéma du réseau et schéma de circuit équivalent pour réseaux d'alimentation 48
Figure 7 – Transformateur à trois enroulements (exemple) 54
Figure 8 – Schéma de phase d'un alternateur synchrone aux conditions assignées 62
Figure 9 – Exemple illustrant l'estimation de la contribution des moteurs asynchrones rapportée au courant de court-circuit total 74
Figure 10 – Schéma pour déterminer le type de court-circuit (figure 3) pour le courant de court-circuit le plus élevé rapporté au courant de court-circuit triphasé symétrique au point de court-circuit lorsque les angles d'impédance des impédances séquentielles $\underline{Z}_{(1)}$, $\underline{Z}_{(2)}$, $\underline{Z}_{(0)}$ sont identiques 80
Figure 11 – Exemples de courts-circuits à alimentation unique 84
Figure 12 – Exemple de réseau non maillé 88

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.1 Three-phase short circuit 83
4.2.2 Line-to-line short circuit 95
4.2.3 Line-to-line short circuit with earth connection 99
4.2.4 Line-to-earth short circuit 101
4.3 Peak short-circuit current i_p 101
4.3.1 Three-phase short circuit 101
4.3.2 Line-to-line short circuit 105
4.3.3 Line-to-line short circuit with earth connection 105
4.3.4 Line-to-earth short circuit 107
4.4 DC component of the short-circuit current 107
4.5 Symmetrical short-circuit breaking current I_b 107
4.5.1 Far-from-generator short circuit 107
4.5.2 Near-to-generator short circuit 109
4.6 Steady-state short-circuit current I_k 117
4.6.1 Three-phase short circuit of one generator or one power station unit 117
4.6.2 Three-phase short circuit in non-meshed networks 121
4.6.3 Three-phase short circuit in meshed networks 123
4.6.4 Unbalanced short circuits 123
4.6.5 Short circuits at the low-voltage side of transformers, if one line conductor is interrupted at the high-voltage side 125
4.7 Terminal short circuit of asynchronous motors 127
4.8 Joule integral and thermal equivalent short-circuit current 129

Annex A (normative) Equations for the calculation of the factors m and n 137

Figure 1 – Short-circuit current of a far-from-generator short circuit with constant a.c. component (schematic diagram) 31
Figure 2 – Short-circuit current of a near-to-generator short circuit with decaying a.c. component (schematic diagram) 33
Figure 3 – Characterization of short circuits and their currents 37
Figure 4 – Illustration for calculating the initial symmetrical short-circuit current I''_k in compliance with the procedure for the equivalent voltage source 39
Figure 5 – Short-circuit impedances of a three-phase a.c. system at the short-circuit location F 43
Figure 6 – System diagram and equivalent circuit diagram for network feeders 49
Figure 7 – Three-winding transformer (example) 55
Figure 8 – Phasor diagram of a synchronous generator at rated conditions 63
Figure 9 – Example for the estimation of the contribution from the asynchronous motors in relation to the total short-circuit current 75
Figure 10 – Diagram to determine the short-circuit type (figure 3) for the highest short-circuit current referred to the symmetrical three-phase short-circuit current at the short-circuit location when the impedance angles of the sequence impedances $\underline{Z}_{(1)}$, $\underline{Z}_{(2)}$, $\underline{Z}_{(0)}$ are identical 81
Figure 11 – Examples of single-fed short circuits 85
Figure 12 – Example of a non-meshed network 89

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Figure 13 – Courants de court-circuit et courants de court-circuit partiels pour les courts-circuits triphasés entre alternateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge, ou au point de liaison vers le transformateur auxiliaire d'un groupe de production et au niveau de la barre auxiliaire A 88
Figure 14 – Exemple d'un réseau maillé alimenté par différentes sources 96
Figure 15 – Facteur κ pour les circuits en série en fonction du rapport R/X ou X/R 100
Figure 16 – Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b 110
Figure 17 – Facteur q pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé des moteurs asynchrones 112
Figure 18 – Facteurs λ_{min} et λ_{max} pour turbo-alternateurs 118
Figure 19 – Facteurs λ_{min} et λ_{max} pour les machines à pôles saillants 118
Figure 20 – Courts-circuits au secondaire des transformateur, si une phase (fusible) est ouverte du côté haute tension d'un transformateur Dyn5 124
Figure 21 – Facteur m pour l'effet calorifique de la composante continue du courant de court-circuit (pour la programmation, l'équation relative à m est donnée à l'annexe A) ... 130
Figure 22 – Facteur n pour l'effet calorifique de la composante alternative du courant de court-circuit (pour la programmation, l'équation relative à n est donnée à l'annexe A) 132

Tableau 1 – Facteur de tension c 40
Tableau 2 – Facteurs α et β pour le calcul des courants de court-circuit avec l'équation (90) Rapport de transformation assigné $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ 126
Tableau 3 – Calcul des courants de court-circuit des moteurs asynchrones dans le cas d'un court-circuit aux bornes (voir 4.7) 128

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Figure 13 – Short-circuit currents and partial short-circuit currents for three-phase short circuits between generator and unit transformer with or without on-load tap-changer, or at the connection to the auxiliary transformer of a power station unit and at the auxiliary busbar A 89
Figure 14 – Example of a meshed network fed from several sources 97
Figure 15 – Factor κ for series circuit as a function of ratio R/X or X/R 101
Figure 16 – Factor μ for calculation of short-circuit breaking current I_b 111
Figure 17 – Factor q for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of asynchronous motors 113
Figure 18 – λ_{min} and λ_{max} factors for cylindrical rotor generators 119
Figure 19 – Factors λ_{min} and λ_{max} for salient-pole generators 119
Figure 20 – Transformer secondary short circuits, if one line (fuse) is opened on the high-voltage side of a transformer Dyn5 125
Figure 21 – Factor m for the heat effect of the d.c. component of the short-circuit current (for programming, the equation for m is given in annex A) 131
Figure 22 – Factor n for the heat effect of the a.c. component of the short-circuit current (for programming, the equation for n is given in annex A) 133

Table 1 – Voltage factor c 41
Table 2 – Factors α and β for the calculation of short-circuit currents with equation (90) Rated transformation ratio $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$ 127
Table 3 – Calculation of short-circuit currents of asynchronous motors in the case of a short circuit at the terminals (see 4.7) 129

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

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

Partie 0: Calcul des courants

AVANT-PROPOS

1) La CEI (Commission Électrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, spécifications techniques, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 60909-0 a été établie par le comité d'études 73 de la CEI: Courants de court-circuit.

Cette première édition annule et remplace la CEI 60909, parue en 1988, dont elle constitue une révision technique.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
73/119/FDIS	73/121/RVD

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

L'annexe A fait partie intégrante de cette norme.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –

Part 0: Calculation of currents

FOREWORD

1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 60909-0 has been prepared by IEC technical committee 73: Short-circuit currents.

This first edition cancels and replaces IEC 60909 published in 1988 and constitutes a technical revision.

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

FDIS	Report on voting
73/119/FDIS	73/121/RVD

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

Annex A forms an integral part of this standard.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

La présente partie de la CEI 60909 doit être lue conjointement avec les normes internationales, les spécifications et les rapports techniques mentionnés ci-dessous:

– CEI TR 60909-1,— *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 60909-0* [1)]

– CEI TR3 60909-2:1992, *Matériel électrique – Données pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909*

– CEI 60909-3:1995, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 3: Courants durant deux courts-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre*

– CEI TR 60909-4:2000, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 4: Exemples pour les calcul des courants de court-circuit*

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant 2007. A cette date, la publication sera

- reconduite;
- supprimée;
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

Le contenu du corrigendum de février 2002 a été pris en considération dans cet exemplaire.

1) A publier.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

This part of IEC 60909 shall be read in conjunction with the International Standards, Technical Reports and Technical Specifications mentioned below:

– IEC TR 60909-1,— *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 60909-0* [1)]

– IEC TR3 60909-2:1992, *Electrical equipment – Data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 60909*

– IEC 60909-3:1995, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous single-phase line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents following through earth*

– IEC TR 60909-4:2000, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents*

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2007. At this date, the publication will be

- reconfirmed;
- withdrawn;
- replaced by a revised edition, or
- amended.

The contents of the corrigendum of February 2002 have been included in this copy.

1) To be published.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

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

Partie 0: Calcul des courants

1 Généralités

1.1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60909 est applicable au calcul des courants de court-circuit:

- dans les réseaux triphasés basse tension à courant alternatif,
- dans les réseaux triphasés haute tension à courant alternatif,

fonctionnant à une fréquence nominale de 50 Hz ou de 60 Hz.

Les réseaux de tensions très élevées, 550 kV et plus, avec lignes de transport de grande longueur nécessitent un traitement particulier.

La présente partie de la CEI 60909 établit une procédure générale, réalisable et concise conduisant à des résultats qui sont en général d'une précision acceptable. Pour établir cette méthode de calcul, on a introduit une source de tension équivalente au point de court-circuit. Cela n'exclut pas l'utilisation de méthodes particulières, par exemple la méthode de superposition, appliquées à des cas précis, si elles conduisent à une précision au moins égale. La méthode de superposition donne le courant de court-circuit par rapport au flux de puissance présupposé. C'est pourquoi cette méthode ne conduit pas nécessairement au courant de court-circuit maximal.

Cette partie de la CEI 60909 traite du calcul des courants de court-circuit dans le cas de circuits symétriques et non symétriques.

Si un chemin conducteur accidentel ou intentionnel existe entre un conducteur de phase et la terre locale, il faut distinguer clairement les deux cas qui suivent en fonction de leur propriétés physiques différentes et de leurs effets (conduisant à des exigences différentes pour le calcul):

- un court-circuit entre phase et terre, apparaissant dans un réseau à neutre mis directement à la terre ou à neutre impédant,
- un défaut simple sur une phase, apparaissant dans un réseau à neutre isolé ou à neutre résonant. Ce défaut ne fait pas partie du domaine d'application et par conséquent n'est pas traité dans cette norme.

Pour les courants existant pendant deux courts-circuits distincts simultanés entre phase et terre dans un réseau à neutre isolé ou dans un réseau à neutre résonant, voir la CEI 60909-3.

Les courants et impédances de court-circuit peuvent également être déterminés par des essais en réseau, par des mesures sur un analyseur de réseau ou avec un calculateur numérique. Dans les réseaux basse tension existants, il est possible de déterminer l'impédance de court-circuit à partir des mesures effectuées au point de court-circuit présumé.

--`,`,```,,,``,`````,`,,`,`,`,,,-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –

Part 0: Calculation of currents

1 General

1.1 Scope

This part of IEC 60909 is applicable to the calculation of short-circuit currents:

- in low-voltage three-phase a.c. systems
- in high-voltage three-phase a.c. systems

operating at a nominal frequency of 50 Hz or 60 Hz.

Systems at highest voltages of 550 kV and above with long transmission lines need special consideration.

This part of IEC 60909 establishes a general, practicable and concise procedure leading to results, which are generally of acceptable accuracy. For this calculation method, an equivalent voltage source at the short-circuit location is introduced. This does not exclude the use of special methods, for example the superposition method, adjusted to particular circumstances, if they give at least the same precision. The superposition method gives the short-circuit current related to the one load flow presupposed. This method, therefore, does not necessarily lead to the maximum short-circuit current.

This part of IEC 60909 deals with the calculation of short-circuit currents in the case of balanced or unbalanced short circuits.

In case of an accidental or intentional conductive path between one line conductor and local earth, the following two cases must be clearly distinguished with regard to their different physical properties and effects (resulting in different requirements for their calculation):

- line-to-earth short circuit, occurring in a solidly earthed neutral system or an impedance earthed neutral system;
- a single line-to-earth fault, occurring in an isolated neutral earthed system or a resonance earthed neutral system. This fault is beyond the scope of, and is therefore not dealt with in, this standard.

For currents during two separate simultaneous single-phase line-to-earth short circuits in an isolated neutral system or a resonance earthed neutral system, see IEC 60909-3.

Short-circuit currents and short-circuit impedances may also be determined by system tests, by measurement on a network analyzer, or with a digital computer. In existing low-voltage systems it is possible to determine the short-circuit impedance on the basis of measurements at the location of the prospective short circuit considered.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,,-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Le calcul de l'impédance de court-circuit s'effectue en général à partir des valeurs assignées des matériels électriques et de la configuration du réseau, et présente l'avantage de pouvoir s'appliquer aussi bien aux réseaux existants qu'aux réseaux à l'état de projet.

En général, on est amené à prendre en compte dans les calculs deux courants de court-circuit d'amplitude différente:

- le courant de court-circuit maximal, qui détermine la capacité ou le régime assigné du matériel électrique, et
- le courant de court-circuit minimal, qui peut servir, par exemple, au choix des fusibles et au calibrage des dispositifs de protection ainsi qu'au contrôle de la mise en marche des moteurs.

NOTE Lors d'un court-circuit triphasé, on admet que le courant s'établit simultanément sur les trois phases. Les recherches concernant les courts-circuits non simultanés qui peuvent conduire à des composantes apériodiques majorées du courant de court-circuit n'entrent pas dans le domaine d'application de la présente norme.

Cette norme ne couvre pas le cas de courants de court-circuit provoqués intentionnellement et sous contrôle (stations d'essais de court-circuit).

Cette partie de la CEI 60909 ne traite pas du calcul des courants de court-circuit dans les installations à bord des navires et des avions.

1.2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 60909. Pour les références datées, les amendements ultérieurs ou les révisions de ces publications ne s'appliquent pas. Toutefois, les parties prenantes aux accords fondés sur la présente partie de la CEI 60909 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Pour les références non datées, la dernière édition du document normatif en référence s'applique. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 60038:1983, *Tensions normales de la CEI*

CEI 60050(131):1978, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 131: Circuits électriques et magnétiques*

CEI 60050(151):1978, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 151: Dispositifs électriques et magnétiques*

CEI 60050-195:1998, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 195: Mise à la terre et protection contre les chocs électriques*

CEI 60056:1987, *Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension*

CEI 60071-1:1993, *Coordination de l'isolement – Partie 1: Définitions, principes et règles*

CEI 60781:1989, *Guide d'application pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux à basse tension radiaux*

CEI 60865-1:1993, *Courants de court-circuit – Calcul des effets – Partie 1: Définitions et méthodes de calcul*

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

The calculation of the short-circuit impedance is in general based on the rated data of the electrical equipment and the topological arrangement of the system and has the advantage of being possible both for existing systems and for systems at the planning stage.

In general, two short-circuit currents, which differ in their magnitude, are to be calculated:

- the maximum short-circuit current which determines the capacity or rating of electrical equipment; and
- the minimum short-circuit current which can be a basis, for example, for the selection of fuses, for the setting of protective devices, and for checking the run-up of motors.

NOTE The current in a three-phase short circuit is assumed to be made simultaneously in all poles. Investigations of non-simultaneous short circuits, which may lead to higher aperiodic components of short-circuit current, are beyond the scope of this standard.

This standard does not cover short-circuit currents deliberately created under controlled conditions (short-circuit testing stations).

This part of IEC 60909 does not deal with the calculation of short-circuit currents in installations on board ships and aeroplanes.

1.2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 60909. For dated references, subsequent amendments to, or revisions of, any of these publications do not apply. However, parties to agreements based on this part of IEC 60909 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. For undated references, the latest edition of the normative document referred to applies. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60038:1983, *IEC standard voltages*

IEC 60050(131):1978, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 131: Electric and magnetic circuits*

IEC 60050(151):1978, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 151: Electric and magnetic devices*

IEC 60050-195:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 195: Earthing and protection against electric shock*

IEC 60056:1987, *High-voltage alternating-current circuit-breakers*

IEC 60071-1:1993, *Insulation coordination – Part 1: Definitions, principles and rules*

IEC 60781:1989, *Application guide for calculation of short-circuit currents in low-voltage radial systems*

IEC 60865-1:1993, *Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods*

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

CEI TR 60909-1,— *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 60909-0*[1)]

CEI TR3 60909-2:1992, *Matériel électrique – Données pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909*

CEI 60909-3:1995, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 3: Courants durant deux courts-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre*

CEI TR 60909-4:2000, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit*

CEI 60949:1988, *Calcul des courants de court-circuit admissibles au plan thermique, tenant compte des effets d'un échauffement non adiabatique*

CEI 60986:1989, *Guide aux limites de température de court-circuit des câbles électriques de tension assignée de 1,8/3 (3,6) kV à 18/30 (36) kV*

1.3 Définitions

Pour les besoins de la présente partie de la CEI 60909, les définitions suivantes ainsi que celles de la CEI 60050(131) s'appliquent.

1.3.1
court circuit
chemin conducteur accidentel ou intentionnel entre deux parties conductrices ou davantage, rendant les différences de tension entre ces parties égales à zéro ou proches de zéro

1.3.1.1
court-circuit polyphasé
chemin conducteur accidentel ou intentionnel entre deux conducteurs de phase à la terre ou isolés, ou davantage

1.3.1.2
court-circuit monophasé
chemin conducteur accidentel ou intentionnel dans un réseau à neutre mis directement à la terre ou à neutre impédant entre un conducteur de phase et la terre locale

1.3.2
courant de court-circuit
surintensité résultant d'un court-circuit dans un circuit électrique

NOTE Il y a lieu de faire la distinction entre le courant de court-circuit au point de court-circuit et les courants de court-circuit partiels dans les branches du réseau (voir figure 3) en un point quelconque du réseau.

1) A publier.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

IEC TR 60909-1,— *Short-circuit currents 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 60909-0*[1)]

IEC TR3 60909-2:1992, *Electrical equipment – Data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 60909*

IEC 60909-3:1995, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 3: Currents during two separate simultaneous single phase line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth*

IEC TR 60909-4:2000, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents*

IEC 60949:1988, *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*

IEC 60986:1989, *Guide to the short-circuit temperature limits of electrical cables with a rated voltage from 1,8/3 (3,6) kV to 18/30 (36) kV*

1.3 Definitions

For the purposes of this part of IEC 60909, the definitions given in IEC 60050(131) and the following definitions apply.

1.3.1
short circuit
accidental or intentional conductive path between two or more conductive parts forcing the electric potential differences between these conductive parts to be equal or close to zero

1.3.1.1
line-to-line short circuit
accidental or intentional conductive path between two or more line conductors with or without earth connection

1.3.1.2
line-to-earth short circuit
accidental or intentional conductive path in a solidly earthed neutral system or an impedance earthed neutral system between a line conductor and local earth

1.3.2
short-circuit current
over-current resulting from a short circuit in an electric system

NOTE It is necessary to distinguish between the short-circuit current at the short-circuit location and partial short-circuit currents in the network branches (see figure 3) at any point of the network.

1) To be published.

--`,`,```,,,,``,`````,`,,,``,`,,,,-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.3
courant de court-circuit présumé (existant)
courant qui circulerait si le court-circuit était remplacé par une connexion idéale d'impédance négligeable sans modification de l'alimentation (voir note en 1.1)

1.3.4
courant de court-circuit symétrique
valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumé (existant) (voir 1.3.3), l'éventuelle composante apériodique du courant étant négligée

1.3.5
courant de court-circuit symétrique initial I''_k
valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumé (existant) (voir 1.3.3), à l'instant d'apparition du court-circuit, si l'impédance conserve sa valeur initiale (voir figures 1 et 2)

1.3.6
puissance de court-circuit symétrique initiale S''_k
valeur fictive définie comme le produit du courant de court-circuit symétrique initial I''_k (voir 1.3.5), la tension nominale du réseau U_n (voir 1.3.13) et le facteur $\sqrt{3}$: $S''_k = \sqrt{3}\ U_n\ I''_k$

NOTE La puissance de court-circuit symétrique initiale S''_k n'est pas utilisée dans la méthode de calcul de la présente norme. Si S''_k est quand même utilisé pour des calculs de court-circuit, par exemple pour calculer l'impédance interne d'un réseau d'alimentation au point de liaison à l'alimentation Q, alors il convient d'utiliser la définition donnée comme suit: $S''_{kQ} = \sqrt{3}\, U_{nQ}\, I''_{kQ}$ ou $Z_Q = cU^2_{nQ} / S''_{kQ}$.

1.3.7
composante (apériodique) décroissante $i_{d.c.}$ du courant de court-circuit
valeur moyenne des enveloppes inférieure et supérieure d'un courant de court-circuit décroissant de sa valeur initiale vers zéro, conformément aux figures 1 et 2

1.3.8
valeur de crête i_p du courant de court-circuit
valeur instantanée maximale possible du courant de court-circuit présumé (existant) (voir figures 1 et 2)

NOTE L'amplitude du courant de court-circuit de crête varie avec l'instant d'apparition du court-circuit. Le calcul de la valeur de crête i_p du courant de court-circuit triphasé s'effectue pour la phase et l'instant conduisant au courant de court-circuit maximal. Les défauts répétitifs ne sont pas pris en considération.

1.3.9
courant de court-circuit symétrique coupé I_b
valeur efficace d'un cycle complet de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé à l'instant de la séparation d'ouverture des contacts du premier pôle de l'appareil de manœuvre

1.3.10
courant de court-circuit permanent I_k
valeur efficace du courant de court-circuit se maintenant, après extinction des phénomènes transitoires (voir figures 1 et 2)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.3
prospective (available) short-circuit current
current that would flow if the short circuit were replaced by an ideal connection of negligible impedance without any change of the supply (see note of 1.1)

1.3.4
symmetrical short-circuit current
r.m.s. value of the a.c. symmetrical component of a prospective (available) short-circuit current (see 1.3.3), the aperiodic component of current, if any, being neglected

1.3.5
initial symmetrical short-circuit current I''_k
r.m.s. value of the a.c. symmetrical component of a prospective (available) short-circuit current (see 1.3.3), applicable at the instant of short circuit if the impedance remains at zero-time value (see figures 1 and 2)

1.3.6
initial symmetrical short-circuit power S''_k
fictitious value determined as a product of the initial symmetrical short-circuit current I''_k (see 1.3.5), the nominal system voltage U_n (see 1.3.13) and the factor $\sqrt{3}$: $S''_k = \sqrt{3}\ U_n\ I''_k$

NOTE The initial symmetrical short-circuit power S''_k is not used for the calculation procedure in this standard. If S''_k is used in spite of this in connection with short-circuit calculations, for instance to calculate the internal impedance of a network feeder at the connection point Q, then the definition given should be used in the following form: $S''_{kQ} = \sqrt{3}\, U_{nQ}\ I''_{kQ}$ or $Z_Q = cU^2_{nQ} / S''_{kQ}$.

1.3.7
decaying (aperiodic) component $i_{d.c.}$ of short-circuit current
mean value between the top and bottom envelope of a short-circuit current decaying from an initial value to zero according to figures 1 and 2

1.3.8
peak short-circuit current i_p
maximum possible instantaneous value of the prospective (available) short-circuit current (see figures 1 and 2)

NOTE The magnitude of the peak short-circuit current varies in accordance with the moment at which the short circuit occurs. The calculation of the three-phase peak short-circuit current i_p applies to the line conductor and to the instant at which the greatest possible short-circuit current exists. Sequential short circuits are not considered.

1.3.9
symmetrical short-circuit breaking current I_b
r.m.s. value of an integral cycle of the symmetrical a.c. component of the prospective short-circuit current at the instant of contact separation of the first pole to open of a switching device

1.3.10
steady-state short-circuit current I_k
r.m.s. value of the short-circuit current which remains after the decay of the transient phenomena (see figures 1 and 2)

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,,---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.11
courant symétrique à rotor bloqué I_{LR}
valeur efficace maximale du courant symétrique d'un moteur asynchrone alimenté sous sa tension assignée U_{rM} à fréquence assignée et dont le rotor est bloqué

1.3.12
circuit électrique équivalent
modèle servant à représenter le comportement d'un circuit par un réseau d'éléments idéaux [VEI 131-01-33]

1.3.13
tension nominale d'un réseau U_n
tension (entre phases) par laquelle on désigne un réseau et à laquelle on rapporte certaines caractéristiques fonctionnelles

NOTE Les valeurs figurent dans la CEI 60038.

1.3.14
source de tension équivalente $cU_n / \sqrt{3}$
tension d'une source idéale appliquée au point de court-circuit dans le réseau direct, permettant de calculer le courant de court-circuit comme indiqué en 2.3. Cette tension est la seule tension active du réseau

1.3.15
facteur de tension c
rapport de la valeur de la source de tension équivalente à la tension nominale du réseau U_n divisé par $\sqrt{3}$. Les valeurs en sont données au tableau 1

NOTE L'introduction du facteur de tension c est nécessaire pour différentes raisons, qui sont:

– les variations de tension dans l'espace et dans le temps,
– les changements de prise des transformateurs,
– la non-prise en compte des charges et des capacités dans les calculs selon 2.3.1,
– le comportement subtransitoire des alternateurs et des moteurs.

1.3.16
tension subtransitoire E'' d'une machine synchrone
valeur efficace de la tension symétrique interne d'une machine synchrone opérant en amont de la réactance subtransitoire X''_d lors de l'apparition d'un court-circuit

1.3.17
court-circuit éloigné d'un alternateur
court-circuit pendant lequel l'amplitude de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé (existant) reste pratiquement constante (voir figure 1)

1.3.18
court-circuit proche d'un alternateur
court-circuit pour lequel la contribution d'au moins une machine synchrone au courant de court-circuit symétrique initial présumé est de plus du double du courant assigné de l'alternateur ou pour lequel la contribution de moteurs asynchrones dépasse 5 % du courant de court-circuit symétrique initial I''_k en l'absence de moteurs (voir figure 2)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.11
symmetrical locked-rotor current I_{LR}
highest symmetrical r.m.s. current of an asynchronous motor with locked rotor fed with rated voltage U_{rM} at rated frequency

1.3.12
equivalent electric circuit
model to describe the behaviour of a circuit by means of a network of ideal elements [IEV 131-01-33]

1.3.13
nominal system voltage U_n
voltage (line-to-line) by which a system is designated, and to which certain operating characteristics are referred

NOTE Values are given in IEC 60038.

1.3.14
equivalent voltage source $cU_n / \sqrt{3}$
voltage of an ideal source applied at the short-circuit location in the positive-sequence system for calculating the short-circuit current according to 2.3. This is the only active voltage of the network

1.3.15
voltage factor c
ratio between the equivalent voltage source and the nominal system voltage U_n divided by $\sqrt{3}$. The values are given in table 1

NOTE The introduction of a voltage factor c is necessary for various reasons. These are:

– voltage variations depending on time and place,
– changing of transformer taps,
– neglecting loads and capacitances by calculations according to 2.3.1,
– the subtransient behaviour of generators and motors.

1.3.16
subtransient voltage E'' of a synchronous machine
r.m.s. value of the symmetrical internal voltage of a synchronous machine which is active behind the subtransient reactance X''_d at the moment of short circuit

1.3.17
far-from-generator short circuit
short circuit during which the magnitude of the symmetrical a.c. component of the prospective (available) short-circuit current remains essentially constant (see figure 1)

1.3.18
near-to-generator short circuit
short circuit to which at least one synchronous machine contributes a prospective initial symmetrical short-circuit current which is more than twice the machine's rated current, or a short circuit to which asynchronous motors contribute more than 5 % of the initial symmetrical short-circuit current I''_k without motors (see figure 2)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.19
impédances de court-circuit au point de court-circuit F

1.3.19.1
impédance de court-circuit directe $\underline{Z}_{(1)}$ d'un réseau triphasé de courant alternatif
impédance dans le réseau direct vue du point de court-circuit (voir 2.3.2 et figure 5a)

1.3.19.2
impédance de court-circuit inverse $\underline{Z}_{(2)}$ d'un réseau triphasé de courant alternatif
impédance dans le réseau inverse vue du point de court-circuit (voir 2.3.2 et figure 5b)

1.3.19.3
impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)}$ d'un réseau triphasé à courant alternatif
impédance dans le réseau homopolaire vue du point de court-circuit (voir 2.3.2 et figure 5c). Elle comprend le triple de l'impédance de mise à la terre des neutres $\underline{Z}_N$

1.3.19.4
impédance de court-circuit $\underline{Z}_k$ d'un réseau à courant alternatif triphasé
expression abrégée de l'impédance de court-circuit directe $\underline{Z}_{(1)}$, conformément à 1.3.19.1 pour le calcul des courants de court-circuit triphasé

1.3.20
impédances de court-circuit d'un matériel électrique

1.3.20.1
impédance de court-circuit directe $\underline{Z}_{(1)}$ d'un matériel électrique
rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit de la phase correspondante du matériel électrique alimenté par un réseau direct symétrique de tensions (voir article 2 et CEI 60909-4)

NOTE L'indice du symbole $\underline{Z}_{(1)}$ peut être omis s'il n'y a pas de risque de confusion avec les impédances de court-circuit inverse et homopolaire.

1.3.20.2
impédance de court-circuit inverse $\underline{Z}_{(2)}$ d'un matériel électrique
rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit de la phase correspondante d'un matériel électrique alimenté par un réseau inverse symétrique de tensions (voir article 2 et CEI 60909-4)

1.3.20.3
impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)}$ d'un matériel électrique
rapport de la tension phase-neutre au courant de court-circuit d'une phase d'un matériel électrique alimenté par une source de tension alternative, lorsque les trois conducteurs de phase servent en parallèle pour le courant de sortie et qu'un quatrième conducteur et/ou la terre sert de conducteur commun de retour (voir article 2 et CEI 60909-4)

1.3.21
réactance subtransitoire X''_d d'une machine synchrone
réactance effective à l'instant d'apparition du court-circuit. Pour les calculs de courant de court-circuit, on prend la valeur de X''_d correspondant au circuit magnétique saturé

NOTE Lorsqu'on divise la réactance X''_d en ohms par l'impédance assignée $Z_{rG} = U^2_{rG} / S_{rG}$ de la machine synchrone, on obtient la valeur réduite représentée par la lettre minuscule $x''_d = X''_d / Z_{rG}$.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.19
short-circuit impedances at the short-circuit location F

1.3.19.1
positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(1)}$ of a three-phase a.c. system
impedance of the positive-sequence system as viewed from the short-circuit location (see 2.3.2 and figure 5a)

1.3.19.2
negative-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(2)}$ of a three-phase a.c. system
impedance of the negative-sequence system as viewed from the short-circuit location (see 2.3.2 and figure 5b)

1.3.19.3
zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)}$ of a three-phase a.c. system
impedance of the zero-sequence system as viewed from the short-circuit location (see 2.3.2 and figure 5c). It includes three times the neutral-to-earth impedance $\underline{Z}_N$

1.3.19.4
short-circuit impedance $\underline{Z}_k$ of a three-phase a.c. system
abbreviated expression for the positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(1)}$ according to 1.3.19.1 for the calculation of three-phase short-circuit currents

1.3.20
short-circuit impedances of electrical equipment

1.3.20.1
positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(1)}$ of electrical equipment
ratio of the line-to-neutral voltage to the short-circuit current of the corresponding line conductor of electrical equipment when fed by a symmetrical positive-sequence system of voltages (see clause 2 and IEC 60909-4)

NOTE The index of symbol $\underline{Z}_{(1)}$ may be omitted if there is no possibility of confusion with the negative-sequence and the zero-sequence short-circuit impedances.

1.3.20.2
negative-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(2)}$ of electrical equipment
ratio of the line-to-neutral voltage to the short-circuit current of the corresponding line conductor of electrical equipment when fed by a symmetrical negative-sequence system of voltages (see clause 2 and IEC 60909-4).

1.3.20.3
zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)}$ of electrical equipment
ratio of the line-to-earth voltage to the short-circuit current of one line conductor of electrical equipment when fed by an a.c. voltage source, if the three paralleled line conductors are used for the outgoing current and a fourth line and/or earth as a joint return (see clause 2 and IEC 60909-4)

1.3.21
subtransient reactance X''_d of a synchronous machine
effective reactance at the moment of short circuit. For the calculation of short-circuit currents the saturated value of X''_d is taken

NOTE When the reactance X''_d in ohms is divided by the rated impedance $Z_{rG} = U^2_{rG}/S_{rG}$ of the synchronous machine, the result in per unit is represented by a small letter $x''_d = X''_d/Z_{rG}$.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.22
retard minimal (temps mort) t_{min}
temps le plus court s'écoulant entre l'apparition du courant de court-circuit et la séparation d'ouverture des contacts du premier pôle de l'appareil de manœuvre

NOTE Le temps t_{min} est la somme du délai minimal de fonctionnement d'un relais de protection et du temps d'ouverture le plus court d'un disjoncteur. Il ne comprend pas les temps réglables des dispositifs de déclenchement.

1.3.23
courant de court-circuit thermique équivalent (I_{th})
valeur efficace d'un courant ayant le même effet thermique et la même durée que le curant de court-circuit réel, qui peut contenir un composant continu et peut diminuer à temps

1.4 Symboles, indices inférieurs et supérieurs

Les équations de la présente norme sont données sans mention d'unités. Les symboles représentent des grandeurs physiques ayant à la fois des valeurs numériques et des dimensions indépendantes des unités, pourvu que l'on choisisse un système d'unités cohérent, par exemple le système international d'unités (SI). Les symboles des grandeurs complexes sont soulignés, par exemple $\underline{Z} = R + jX$.

1.4.1 Symboles

A	Valeur initiale de la composante apériodique $i_{d.c.}$
$\underline{a}$	Opérateur complexe
a	rapport entre le courant de court-circuit dissymétrique et le courant de court-circuit triphasé
c	Facteur de tension
$cU_n / \sqrt{3}$	Source de tension équivalente (valeur efficace)
E''	Tension subtransitoire d'une machine synchrone
f	Fréquence (50 Hz ou 60 Hz)
I_b	Courant de court-circuit symétrique coupé (valeur efficace)
I_k	Courant de court-circuit permanent (valeur efficace)
I_{kP}	Courant de court-circuit permanent aux bornes d'un alternateur à excitation «compound»
I''_k	Courant de court-circuit symétrique initial (valeur efficace)
I_{LR}	Courant symétrique d'un moteur asynchrone à rotor bloqué
I_r	Courant nominal du matériel électrique
I_{th}	Equivalent thermique du courant de court-circuit
$i_{d.c.}$	Composante apériodique décroissante du courant de court-circuit
i_p	Valeur de crête du courant de court-circuit
K	Facteur de correction des impédances
m	Facteur pour l'effet thermique de la composante continue
n	Facteur pour l'effet thermique de la composante alternative
p	Paire de bornes d'un moteur asynchrone
p_G	Plage de régulation de la tension alternateur
p_T	Plage de réglage de la tension transformateur
P_{krT}	Pertes totales des enroulements d'un transformateur au courant assigné
P_{rM}	Puissance active assignée d'un moteur asynchrone ($P_{rM} = S_{rM} \cos \varphi_{rM} \eta_{rM}$)
q	Facteur pour le calcul du courant coupé des moteurs asynchrones
q_n	Section nominale

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.3.22
minimum time delay t_{min}
shortest time between the beginning of the short-circuit current and the contact separation of the first pole to open of the switching device

NOTE The time t_{min} is the sum of the shortest possible operating time of a protective relay and the shortest opening time of a circuit-breaker. It does not take into account adjustable time delays of tripping devices.

1.3.23
thermal equivalent short-circuit current I_{th}
the r.m.s. value of a current having the same thermal effect and the same duration as the actual short-circuit current, which may contain a d.c. component and may subside in time

1.4 Symbols, subscripts and superscripts

The equations given in this standard are written without specifying units. The symbols represent physical quantities possessing both numerical values and dimensions that are independent of units, provided a consistent unit system is chosen, for example the international system of units (SI). Symbols of complex quantities are underlined, for example $\underline{Z} = R + \mathrm{j}X$.

1.4.1 Symbols

A	Initial value of the d.c. component $i_{d.c.}$
$\underline{a}$	Complex operator
a	A ratio between unbalanced short-circuit current and three phase short-circuit current
c	Voltage factor
$cU_n / \sqrt{3}$	Equivalent voltage source (r.m.s.)
E''	Subtransient voltage of a synchronous machine
f	Frequency (50 Hz or 60 Hz)
I_b	Symmetrical short-circuit breaking current (r.m.s.)
I_k	Steady-state short-circuit current (r.m.s.)
I_{kP}	Steady-state short-circuit current at the terminals (poles) of a generator with compound excitation
I''_k	Initial symmetrical short-circuit current (r.m.s.)
I_{LR}	Symmetrical locked-rotor current of an asynchronous motor
I_r	Rated current of electrical equipment
I_{th}	Thermal equivalent short-circuit current
$i_{d.c.}$	d.c. component of short-circuit current
i_p	Peak short-circuit current
K	Correction factor for impedances
m	Factor for the heat effect of the d.c. component
n	Factor for the heat effect of the a.c. component
p	Pair of poles of an asynchronous motor
p_G	Range of generator voltage regulation
p_T	Range of transformer voltage adjustment
P_{krT}	Total loss in transformer windings at rated current
P_{rM}	Rated active power of an asynchronous motor ($P_{rM} = S_{rM} \cos \varphi_{rM}\, \eta_{rM}$)
q	Factor for the calculation of breaking current of asynchronous motors
q_n	Nominal cross-section

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

R resp. r	Résistance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
R_G	Résistance d'une machine synchrone
R_{Gf}	Résistance fictive d'une machine synchrone pour le calcul de i_p
S''_k	Puissance de court-circuit symétrique initiale (voir 1.3.6)
S_r	Puissance apparente assignée d'un matériel électrique
t_{min}	Temps mort minimal
t_r	Rapport de transformation assigné (changeur de prise en position principale); $t_r \geq 1$
T_k	Durée du courant de court-circuit
U_m	Tension la plus élevée entre phases pour le matériel (valeur efficace)
U_n	Tension nominale entre phases d'un réseau (valeur efficace)
U_r	Tension assignée entre phases (valeur efficace)
u_{kr}	Tension de court-circuit assignée d'un transformateur, en pourcentage
u_{kR}	Tension de court-circuit d'une réactance de limitation de court-circuit, en pourcentage
u_{Rr}	Composante résistive assignée de la tension de court-circuit d'un transformateur, en pourcentage
u_{Xr}	Composante réactive assignée de la tension de court-circuit d'un transformateur en pourcentage
$U_{(1)}$, $U_{(2)}$, $U_{(0)}$	Tensions dans les réseaux direct, inverse et homopolaire
X resp. x	Réactance en valeur absolue, respectivement en valeur réduite
X_d resp. X_q	Réactance synchrone en phase, respectivement en quadrature
X_{dP}	Réactance fictive d'un alternateur à excitation "compound" lors d'un court-circuit permanent aux bornes
X''_d resp. X''_q	Réactance subtransitoire d'une machine synchrone (valeur à la saturation) en phase, respectivement en quadrature
x_d	Réactance synchrone non saturée, valeur réduite
$x_{d\ sat}$	Réactance synchrone saturée, valeur réduite, réciproque du rapport de court-circuit saturé à vide
Z resp. z	Impédance, en valeur absolue ou réduite
Z_k	Impédance de court-circuit d'un réseau à courant alternatif triphasé
$Z_{(1)}$	Impédance de court-circuit direct
$Z_{(2)}$	Impédance de court-circuit inverse
$Z_{(0)}$	Impédance de court-circuit homopolaire
η	Rendement des moteurs asynchrones
κ	Facteur relatif au calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit
λ	Facteur relatif au calcul du courant de court-circuit permanent
μ	Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés
μ_0	Perméabilité absolue du vide, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m
ρ	Résistivité
φ	Angle de phase
θ_e	Température du conducteur à l'extinction du court-circuit
01	Référence neutre directe
02	Référence neutre inverse
00	Référence neutre homopolaire

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

R resp. r	Resistance, absolute respectively relative value
R_G	Resistance of a synchronous machine
R_{Gf}	Fictitious resistance of a synchronous machine when calculating i_p
S''_k	Initial symmetrical short-circuit power (see 1.3.6)
S_r	Rated apparent power of electrical equipment
t_{min}	Minimum time delay
t_r	Rated transformation ratio (tap-changer in main position); $t_r \geq 1$
T_k	Duration of the short-circuit current
U_m	Highest voltage for equipment, line-to-line (r.m.s.)
U_n	Nominal system voltage, line-to-line (r.m.s.)
U_r	Rated voltage, line-to-line (r.m.s.)
u_{kr}	Rated short-circuit voltage of a transformer in per cent
u_{kR}	Short-circuit voltage of a short-circuit limiting reactor in per cent
u_{Rr}	Rated resistive component of the short-circuit voltage of a transformer in per cent
u_{Xr}	Rated reactive component of the short-circuit voltage of a transformer in per cent
$U_{(1)}$, $U_{(2)}$, $U_{(0)}$	Positive-, negative-, zero-sequence voltage
X resp. x	Reactance, absolute respectively relative value
X_d resp. X_q	Synchronous reactance, direct axis respectively quadrature axis
X_{dP}	Fictitious reactance of a generator with compound excitation in the case of steady-state short circuit at the terminals (poles)
X''_d resp. X''_q	Subtransient reactance of a synchronous machine (saturated value), direct axis respectively quadrature axis
x_d	Unsaturated synchronous reactance, relative value
$x_{d\ sat}$	Saturated synchronous reactance, relative value, reciprocal of the saturated no-load short-circuit ratio
Z resp. z	Impedance, absolute respectively relative value
Z_k	Short-circuit impedance of a three-phase a.c. system
$Z_{(1)}$	Positive-sequence short-circuit impedance
$Z_{(2)}$	Negative-sequence short-circuit impedance
$Z_{(0)}$	Zero-sequence short-circuit impedance
η	Efficiency of asynchronous motors
κ	Factor for the calculation of the peak short-circuit current
λ	Factor for the calculation of the steady-state short-circuit current
μ	Factor for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current
μ_0	Absolute permeability of vacuum, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m
ρ	Resistivity
φ	Phase angle
θ_e	Conductor temperature at the end of the short circuit
01	Positive-sequence neutral reference
02	Negative-sequence neutral reference
00	Zero-sequence neutral reference

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.4.2 Indices inférieurs

(1)	Composante directe
(2)	Composante inverse
(0)	Composante homopolaire
a.c.	Courant alternatif
d.c.	Courant continu
f	Fictif
k ou k3	Court-circuit triphasé (voir figure 3a)
k1	Court-circuit monophasé, phase-neutre ou phase-terre (voir figure 3d)
k2	Court circuit biphasé (voir figure 3b)
k2E resp. kE2E	Court-circuit biphasé à la terre (voir figure 3c)
K	Impédances ou réactances calculées avec un facteur de correction d'impédance K_T, K_G ou K_S respectivement K_{SO}
max	Maximum(al)
min	Minimum(al)
n	Valeur nominale (VEI 151-04-01)
r	Valeur assignée (VEI 151-04-03)
rsl	Résultant
t	Valeur transformée
AT	Transformateur auxiliaire
B	Jeu de barres
E	Terre
F	Position du court-circuit
G	Générateur (alternateur)
HV	Haute tension, côté haute tension d'un transformateur
LV	Basse tension, côté basse tension d'un transformateur
L	Ligne (ou phase)
LR	Rotor bloqué
L1, L2, L3	Phases d'un réseau triphasé à courant alternatif
M	Moteur ou groupe de moteurs asynchrones
~~M~~	Sans moteur
MV	Tension moyenne, côté moyenne tension d'un transformateur
N	Neutre d'un réseau à courant alternatif triphasé, nœud d'un alternateur ou d'un transformateur
P	Extrémité, borne
Q	Point de liaison à une alimentation
R	Réactance de limitation de court-circuit
S	Groupe de production (alternateur et transformateur avec changeur de prise en charge)
SO	Groupe de production (alternateur et transformateur avec rapport de transformation constant ou connexions à circuit ouvert)
T	Transformateur

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,,,--`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.4.2 Subscripts

(1)	Positive-sequence component
(2)	Negative-sequence component
(0)	Zero-sequence component
a.c	Alternating current
d.c	Direct current
f	Fictitious
k or k3	Three-phase short circuit (see figure 3a)
k1	Line-to-earth short circuit, line-to-neutral short circuit (see figure 3d)
k2	Line-to-line short circuit (see figure 3b)
k2E resp. kE2E	Line-to-line short circuit with earth connection (see figure 3c)
K	Impedances or reactances calculated with an impedance correction factor K_T, K_G or K_S respectively K_{SO}
max	Maximum
min	Minimum
n	Nominal value (IEV 151-04-01)
r	Rated value (IEV 151-04-03)
rsl	Resulting
t	Transferred value
AT	Auxiliary transformer
B	Busbar
E	Earth
F	Short-circuit location
G	Generator
HV	High-voltage, high-voltage side of a transformer
LV	Low-voltage, low-voltage side of a transformer
L	Line
LR	Locked rotor
L1, L2, L3	Line conductors of a three-phase a.c. system
M	Asynchronous motor or group of asynchronous motors
~~M~~	Without motor
MV	Medium-voltage, medium-voltage side of a transformer
N	Neutral of a three-phase a.c. system, starpoint of a generator or a transformer
P	Terminal, pole
Q	Feeder connection point
R	Short-circuit limiting reactor
S	Power station unit (generator and unit transformer with on-load tap-changer)
SO	Power station unit (generator and unit transformer with constant transformation ratio or off-load taps)
T	Transformer

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.4.3 Indices supérieurs

″ Valeur (initiale) subtransitoire

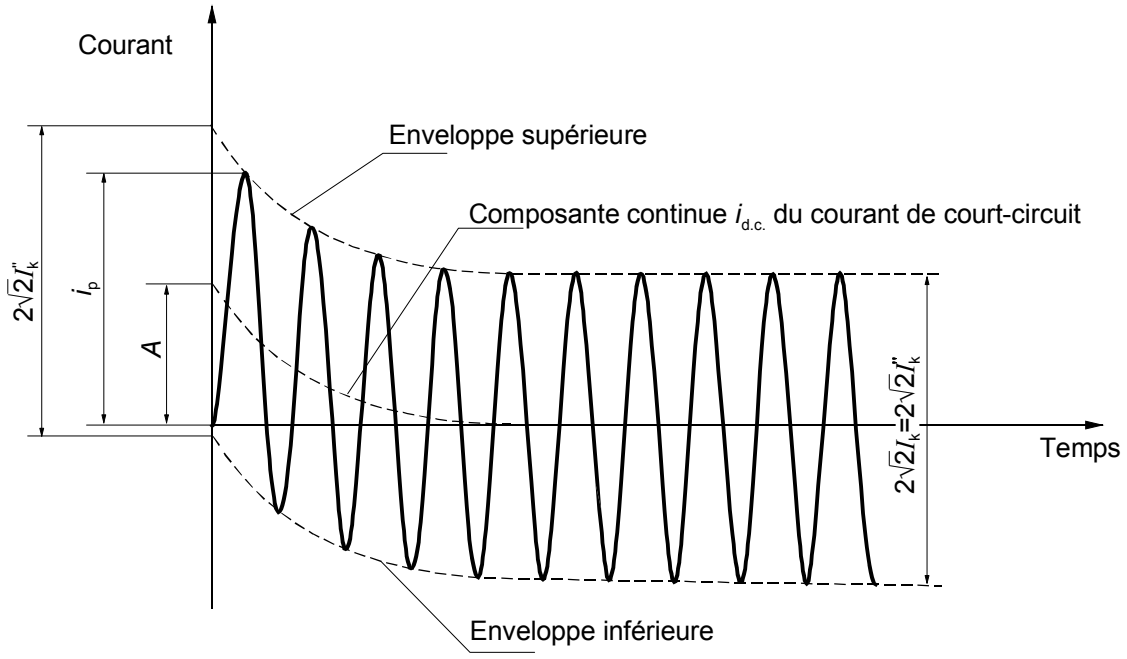
′ Résistance ou réactance par unité de longueur

b Avant le court-circuit

2 Caractéristiques des courants de court-circuit: méthode de calcul

2.1 Généralités

Il convient que le calcul complet des courants de court-circuit fournisse les courbes des courants en fonction du temps au point de court-circuit, depuis l'apparition du court-circuit jusqu'à son extinction, correspondant à la valeur instantanée de la tension à l'apparition de court-circuit (voir figures 1 et 2).



I''_k = courant de court-circuit symétrique initial

i_p = valeur de crête du courant de court-circuit

I_k = courant de court-circuit permanent

$i_{d.c}$ = composante continue du courant de court-circuit

A = valeur initiale de la composante continue $i_{d.c.}$

Figure 1 – Courant relatif à un court-circuit éloigné de tout alternateur avec composante alternative constante (tracé schématique)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

1.4.3 Superscripts

″ Subtransient (initial) value

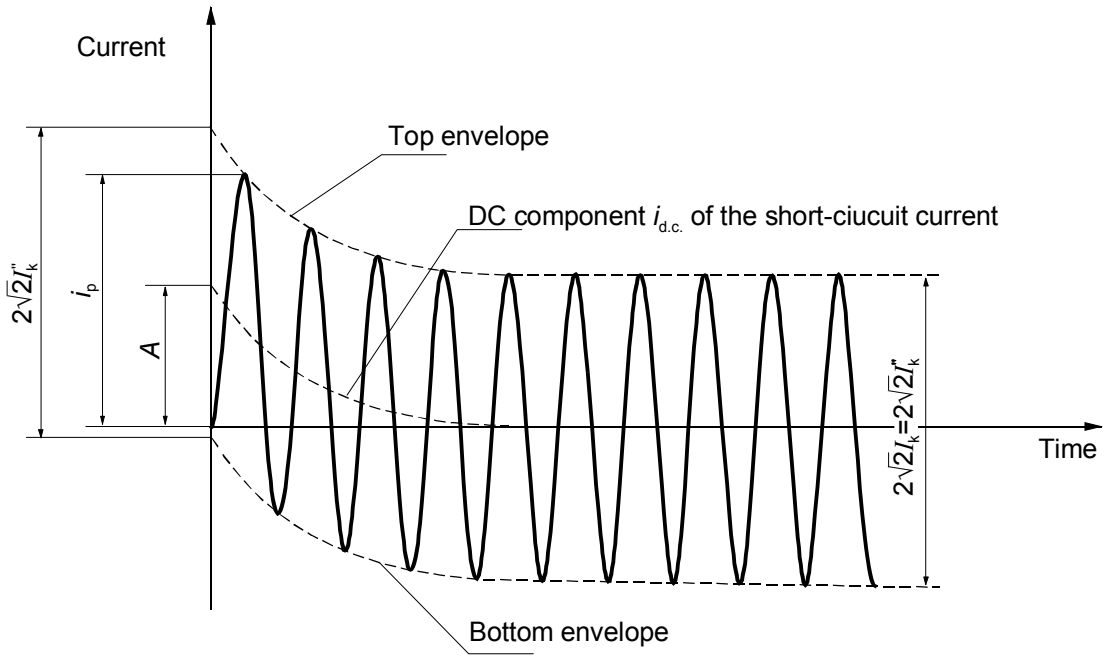
′ Resistance or reactance per unit length

b Before the short circuit

2 Characteristics of short-circuit currents: calculating method

2.1 General

A complete calculation of short-circuit currents should give the currents as a function of time at the short-circuit location from the initiation of the short circuit up to its end, corresponding to the instantaneous value of the voltage at the beginning of the short circuit (see figures 1 and 2).



I''_k = initial symmetrical short-circuit current

i_p = peak short-circuit current

I_k = steady-state short-circuit current

$i_{d.c.}$ = d.c. component of short-circuit current

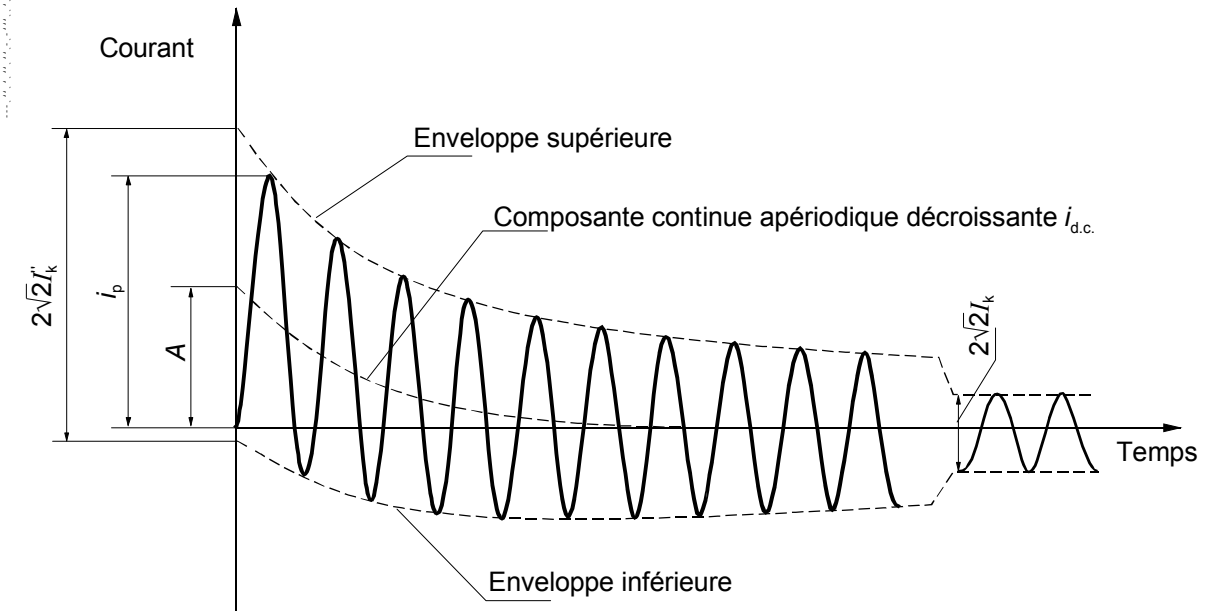
A = initial value of the d.c. component $i_{d.c.}$

Figure 1 – Short-circuit current of a far-from-generator short circuit with constant a.c. component (schematic diagram)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Dans la plupart des cas pratiques, une telle détermination n'est pas nécessaire. Selon l'application des résultats, il est intéressant de connaître la valeur efficace de la composante alternative symétrique et la valeur de crête du courant de court-circuit i_p après l'apparition d'un court-circuit. La valeur i_p la plus élevée dépend de la constante de temps de décroissance de la composante apériodique et de la fréquence f, c'est-à-dire du rapport R/X ou X/R de l'impédance de court-circuit $\underline{Z}_k$, et elle est atteinte si le court-circuit commence au zéro de tension. i_p dépend également de la décroissance de la composante symétrique alternative du courant de court-circuit.

Dans les réseaux maillés, il y a plusieurs constantes de temps de courant direct. C'est pourquoi on ne peut pas donner une méthode simple pour calculer i_p et $i_{d.c.}$. Des méthodes particulières pour calculer i_p avec une précision suffisante sont indiquées en 4.3.



I''_k = courant de court-circuit symétrique initial

i_p = valeur de crête du courant de court-circuit

I_k = courant de court-circuit permanent

$i_{d.c.}$ = composante continue (apériodique) décroissante du courant de court-circuit

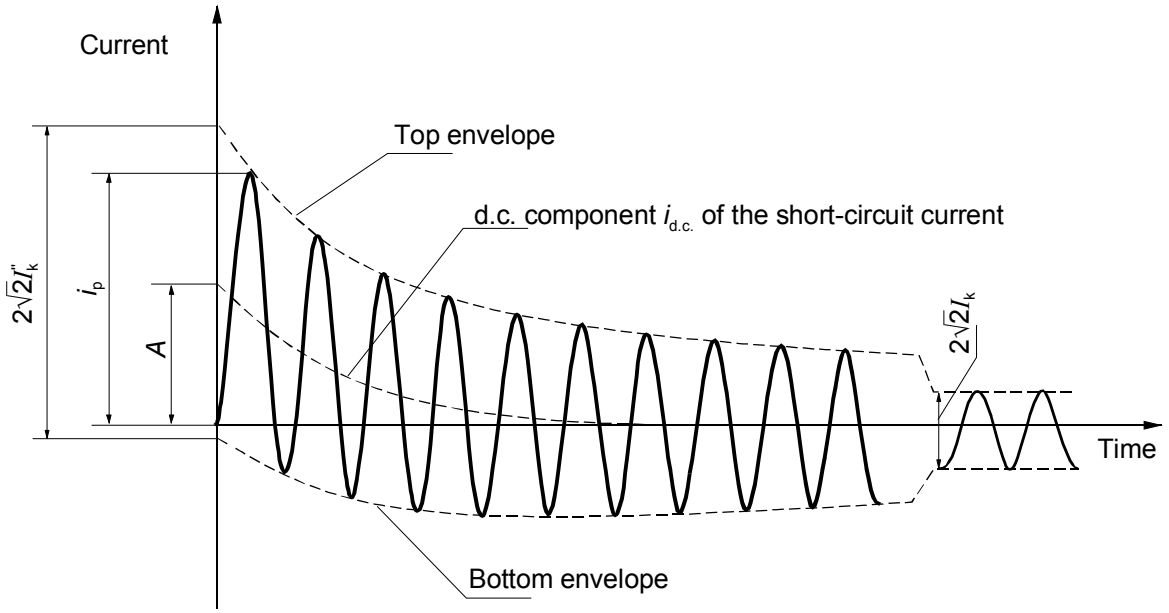
A = valeur initiale de la composante apériodique $i_{d.c.}$

Figure 2 – Courant relatif à un court-circuit proche d'un alternateur avec composante alternative décroissante (tracé schématique)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

In most practical cases a determination like this is not necessary. Depending on the application of the results, it is of interest to know the r.m.s. value of the symmetrical a.c. component and the peak value i_p of the short-circuit current following the occurrence of a short circuit. The highest value i_p depends on the time constant of the decaying aperiodic component and the frequency f, that is on the ratio R/X or X/R of the short-circuit impedance $\underline{Z}_k$, and is reached if the short circuit starts at zero voltage. i_p also depends on the decay of the symmetrical a.c. component of the short-circuit current.

In meshed networks there are several direct-current time constants. That is why it is not possible to give an easy method of calculating i_p and $i_{d.c.}$. Special methods to calculate i_p with sufficient accuracy are given in 4.3.



I''_k = initial symmetrical short-circuit current

i_p = peak short-circuit current

I_k = steady-state short-circuit current

$i_{d.c.}$ = d.c. component of short-circuit current

A = initial value of the d.c. component $i_{d.c.}$

Figure 2 – Short-circuit current of a near-to-generator short circuit with decaying a.c. component (schematic diagram)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

2.2 Hypothèses de calcul

Le calcul des valeurs maximales et minimales des courants de court-circuit repose sur les simplifications énumérées ci-dessous.

a) Il n'y a pas, pendant la durée du court-circuit, de modification du type de court-circuit concerné, c'est-à-dire qu'un court-circuit triphasé reste triphasé, de même qu'un court-circuit monophasé reste monophasé pendant toute la durée du court-circuit.

b) Pendant la durée du court-circuit, il n'y a pas de modification dans le réseau concerné.

c) L'impédance des transformateurs est rapportée au changeur de prise en position principale. Cela est admissible car le facteur de correction d'impédance K_T pour les transformateurs de réseau est introduit.

d) Les résistances d'arc ne sont pas prises en compte.

e) Toutes les capacités de ligne, admittances en dérivation et charges non tournantes, sauf celles du réseau homopolaire, sont négligées.

Bien que ces hypothèses ne se vérifient pas strictement pour les réseaux d'énergie considérés, le résultat du calcul remplit l'objectif qui consiste à donner des résultats qui sont généralement d'une précision acceptable.

Qu'il s'agisse de courts-circuits symétriques ou non, comme cela est représenté à la figure 3, il est utile de calculer les courants de court-circuit par application de composantes symétriques (voir 2.3.2).

Lors du calcul de courants de court-circuit dans des réseaux de niveaux de tension différents, il est nécessaire de rapporter les valeurs d'impédance d'un niveau de tension à un autre, normalement au niveau de tension auquel le courant de court-circuit doit être calculé. Pour les réseaux en unités ou les réseaux similaires, aucune transformation n'est nécessaire si ces réseaux sont cohérents, c'est-à-dire que $U_{rTHV}/U_{rTLV} = U_{nHV}/U_{nLV}$ pour chaque transformateur dans le réseau avec courants de court-circuit partiel. U_{rTHV}/U_{rTLV} n'est normalement pas égal à U_{nHV}/U_{nLV} (voir CEI 60909-2 et les exemples donnés dans la CEI 60909-4).

Les impédances des matériels dans les réseaux superposés ou subordonnés sont à diviser ou à multiplier par le carré du rapport de transformation assigné t_r. Les tensions et courants sont à convertir par le rapport de transformation assigné t_r.

2.3 Méthode de calcul

2.3.1 Source de tension équivalente au point de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul repose sur l'introduction d'une source de tension équivalente au point de court-circuit. La source de tension équivalente est la seule tension active du réseau. Toutes les alimentations du réseau, les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances internes (voir article 3).

Dans tous les cas, il est possible de déterminer le courant de court-circuit au point de court-circuit F à l'aide d'une source de tension équivalente. Les données d'exploitation et les charges des consommateurs, la position des changeurs des transformateurs, l'excitation des alternateurs, etc., ne sont pas indispensables. Des calculs complémentaires pour les différentes charges envisageables au moment d'un court-circuit sont superflus.

--`,`,`,,`,`,`,`,,`,`,`,,`,`,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

2.2 Calculation assumptions

The calculation of maximum and minimum short-circuit currents is based on the following simplifications.

a) For the duration of the short circuit there is no change in the type of short circuit involved, that is, a three-phase short circuit remains three-phase and a line-to-earth short circuit remains line-to-earth during the time of short circuit.

b) For the duration of the short circuit, there is no change in the network involved.

c) The impedance of the transformers is referred to the tap-changer in main position. This is admissible, because the impedance correction factor K_T for network transformers is introduced.

d) Arc resistances are not taken into account.

e) All line capacitances and shunt admittances and non-rotating loads, except those of the zero-sequence system, are neglected.

Despite these assumptions being not strictly true for the power systems considered, the result of the calculation does fulfil the objective to give results which are generally of acceptable accuracy.

For balanced and unbalanced short circuits as shown in figure 3, it is useful to calculate the short-circuit currents by application of symmetrical components (see 2.3.2).

When calculating short-circuit currents in systems with different voltage levels, it is necessary to transfer impedance values from one voltage level to another, usually to that voltage level at which the short-circuit current is to be calculated. For per unit or other similar unit systems, no transformation is necessary if these systems are coherent, i.e. $U_{rTHV}/U_{rTLV} = U_{nHV}/U_{nLV}$ for each transformer in the system with partial short-circuit currents. U_{rTHV}/U_{rTLV} is normally not equal to U_{nHV}/U_{nLV} (see IEC 60909-2 and the examples given in IEC 60909-4).

The impedances of the equipment in superimposed or subordinated networks are to be divided or multiplied by the square of the rated transformation ratio t_r. Voltages and currents are to be converted by the rated transformation ratio t_r.

2.3 Method of calculation

2.3.1 Equivalent voltage source at the short-circuit location

The method used for calculation is based on the introduction of an equivalent voltage source at the short-circuit location. The equivalent voltage source is the only active voltage of the system. All network feeders, synchronous and asynchronous machines are replaced by their internal impedances (see clause 3).

In all cases it is possible to determine the short-circuit current at the short-circuit location F with the help of an equivalent voltage source. Operational data and the load of consumers, tap-changer position of transformers, excitation of generators, and so on, are dispensable; additional calculations about all the different possible load flows at the moment of short circuit are superfluous.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

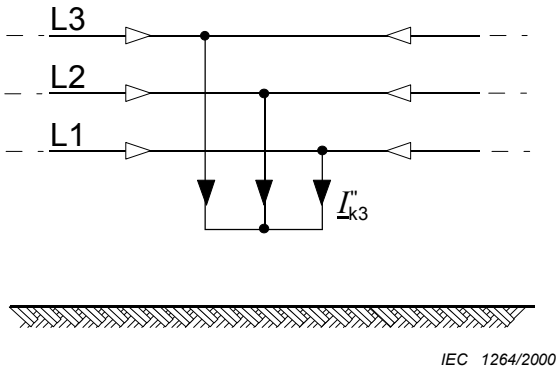


Figure 3a – Court-circuit triphasé

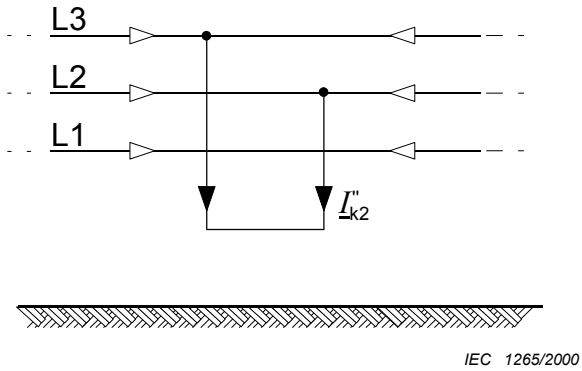


Figure 3b – Court-circuit biphasé

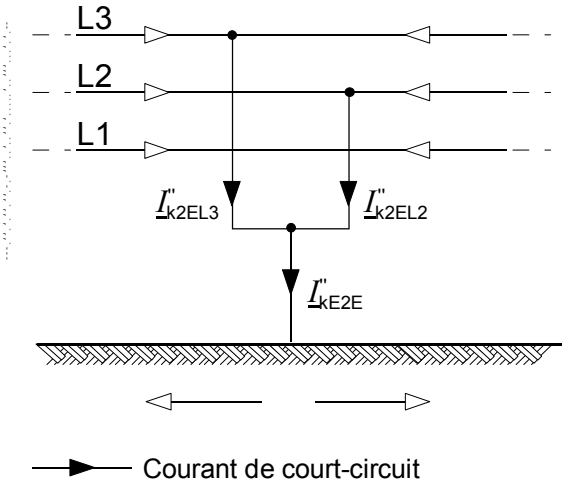


Figure 3c – Court-circuit biphasé avec mise à la terre

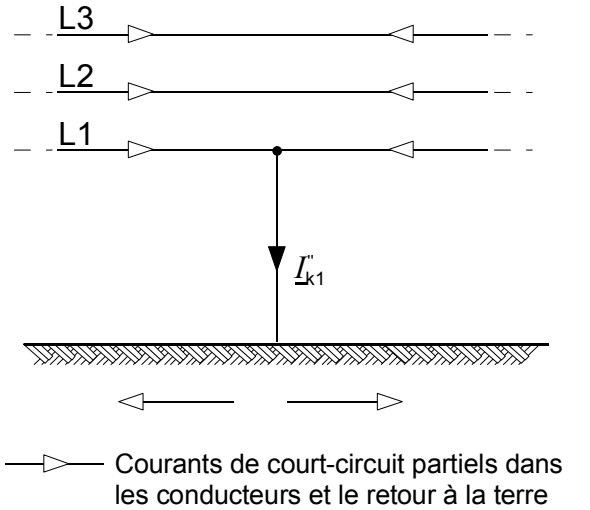


Figure 3d – Court-circuit entre phase et terre

NOTE Le sens des flèches représentant les courants est arbitraire.

Figure 3 – Caractérisation des courts-circuits et de leurs courants

La figure 4 montre un exemple de source de tension équivalente au point de court-circuit F comme la seule tension active du réseau alimenté par un transformateur avec ou sans changeur de prise en charge. On considère que toutes les autres tensions actives du réseau sont annulées. C'est pourquoi l'alimentation du réseau de la figure 4a est représentée par son impédance interne Z_{Qt}, rapportée au côté BT du transformateur (voir 3.2) et le transformateur par son impédance rapportée au côté BT (voir 3.3). Les admittances en dérivation (par exemple capacités de ligne et charges passives) ne sont pas prises en considération lors du calcul des courants de court-circuit conformément à la figure 4b.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

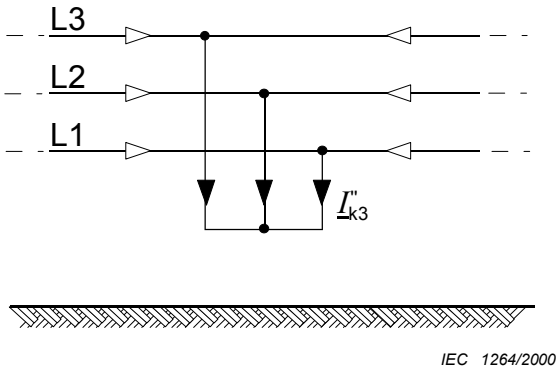


Figure 3a – Three-phase short circuit

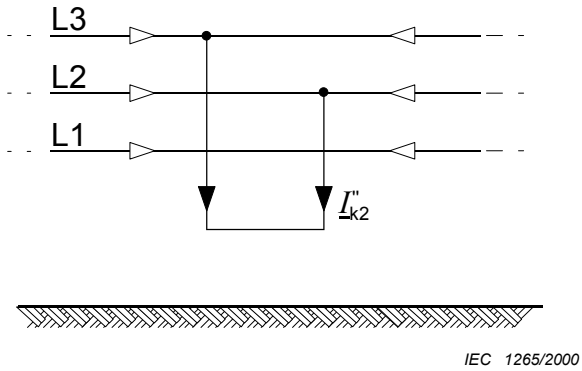


Figure 3b – Line-to-line short circuit

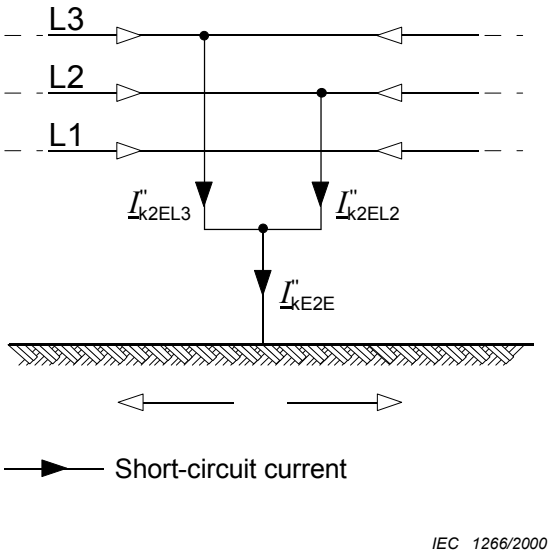


Figure 3c – Line-to-line short circuit with earth connection

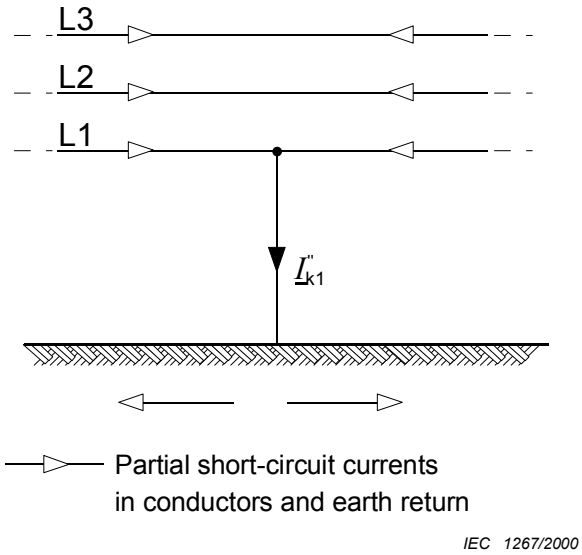


Figure 3d – Line-to-earth short circuit

NOTE The direction of current arrows is chosen arbitrarily.

Figure 3 – Characterization of short circuits and their currents

Figure 4 shows an example of the equivalent voltage source at the short-circuit location F as the only active voltage of the system fed by a transformer without or with on-load tap-changer. All other active voltages in the system are assumed to be zero. Thus the network feeder in figure 4a is represented by its internal impedance Z_{Qt}, transferred to the LV-side of the transformer (see 3.2) and the transformer by its impedance referred to the LV-side (see 3.3). Shunt admittances (for example, line capacitances and passive loads) are not to be considered when calculating short-circuit currents in accordance with figure 4b.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

En l'absence de normes nationales, il apparaît approprié de choisir un facteur de tension c conformément au tableau 1, en considérant que la tension la plus élevée dans un réseau normal (sans perturbation) ne diffère pas, en moyenne, de plus d'environ +5 % (pour certains réseaux BT) ou +10 % (pour certains réseaux HT) de la tension nominale réseau U_n.

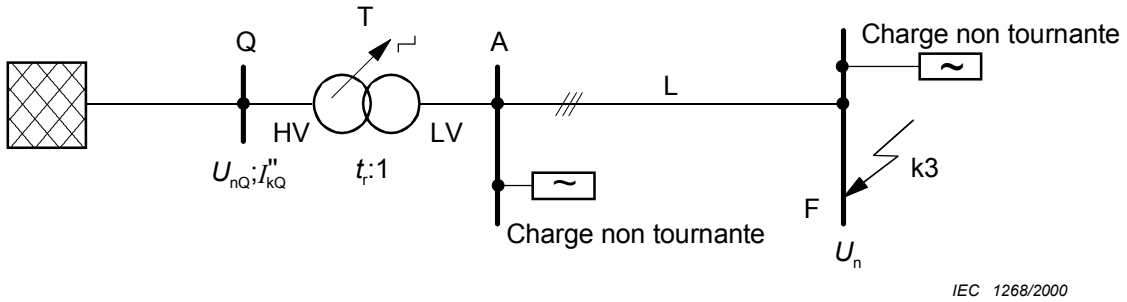


Figure 4a – Schéma de réseau

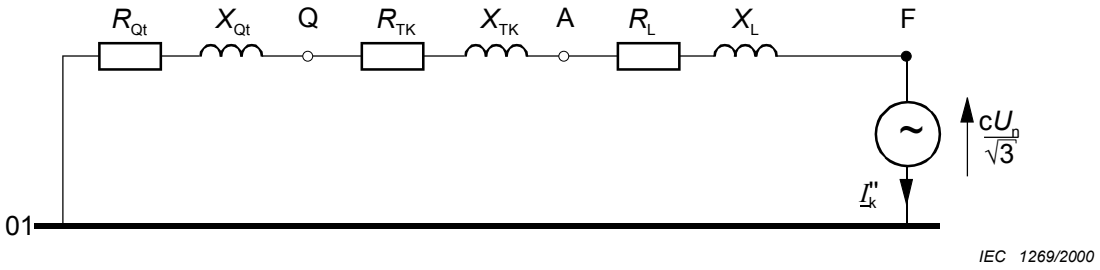


Figure 4b – Schéma du circuit équivalent du réseau direct

NOTE L'index (1) pour les impédances du réseau direct est omis. 01 représente la référence neutre directe. L'impédance du réseau d'alimentation et du transformateur sont rapportées au côté BT et cette dernière est également corrigée avec K_T (voir 3.3.3).

Figure 4 – Illustration du calcul du courant de court-circuit symétrique initial I''_k suivant la procédure de la source de tension équivalente

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

If there are no national standards, it seems adequate to choose a voltage factor c according to table 1, considering that the highest voltage in a normal (undisturbed) system does not differ, on average, by more than approximately +5 % (some LV systems) or +10 % (some HV systems) from the nominal system voltage U_n.

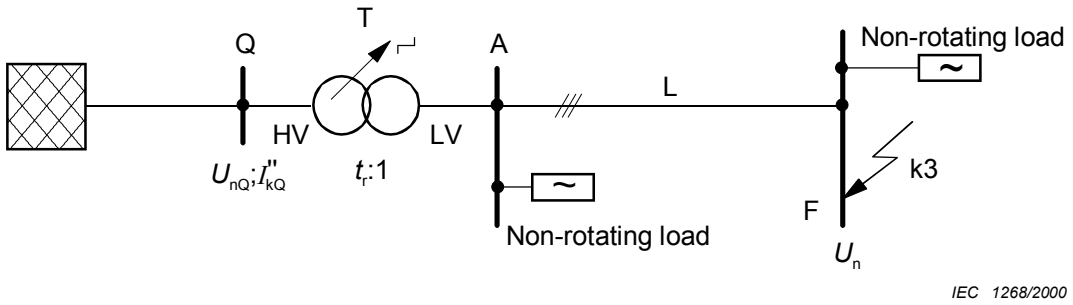


Figure 4a – System diagram

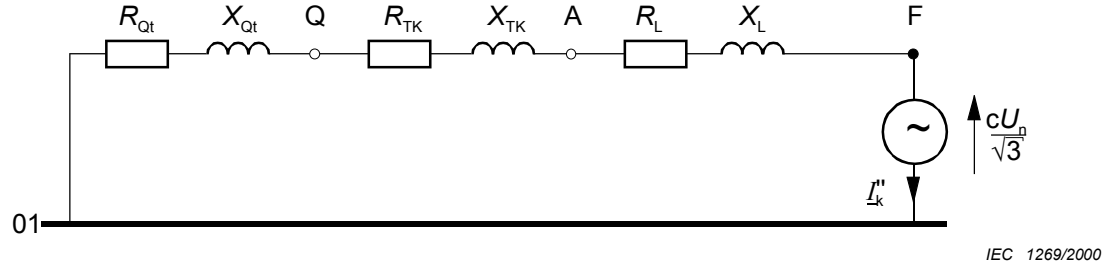


Figure 4b – Equivalent circuit diagram of the positive-sequence system

NOTE The index (1) for the impedances of the positive-sequence system is omitted. 01 marks the positive-sequence neutral reference. The impedance of the network feeder and the transformer are related to the LV-side and the last one is also corrected with K_T (see 3.3.3).

Figure 4 – Illustration for calculating the initial symmetrical short-circuit current I''_k in compliance with the procedure for the equivalent voltage source

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Tableau 1 – Facteur de tension *c*

Tension nominale U_n	Facteur de tension *c* pour le calcul	
	des courants de court-circuit maximaux c_{max}[1)]	des courants de court-circuit minimaux c_{min}
Basse tension		
100 V à 1 000 V	1,05[3)]	0,95
(tableau I de la CEI 60038)	1,10[4)]	
Moyenne tension		
>1 kV à 35 kV		
(tableau III de la CEI 60038)	1,10	1,00
Haute tension[2)]		
>35 kV		
(tableau IV de la CEI 60038)		

[1)] Il convient que $c_{max}U_n$ ne dépasse pas la tension U_m la plus élevée des matériels pour réseaux d'énergie.

[2)] Si aucune tension nominale n'est définie, il convient d'appliquer $c_{max}U_n = U_m$ ou $c_{min}U_n = 0{,}90 \times U_m$.

[3)] Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de +6 %, par exemple systèmes renommés de 380 V à 400 V.

[4)] Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de +10 %.

2.3.2 Application des composantes symétriques

Dans les réseaux alternatifs triphasés, le calcul des valeurs des courants résultant de courts-circuits symétriques et dissymétriques est simplifié par l'utilisation de composantes symétriques. Cela suppose que le matériel électrique ait une structure symétrique, par exemple dans le cas où les phases sont transposées. Les résultats du calcul de court-circuit sont également d'une précision acceptable dans le cas de lignes aériennes qui ne sont pas transposées.

En utilisant cette méthode, on obtient les courants dans chaque phase en ajoutant les courants relatifs aux trois composantes symétriques du réseau:

– le courant direct $\underline{I}_{(1)}$
– le courant inverse $\underline{I}_{(2)}$,
– le courant homopolaire $\underline{I}_{(0)}$.

Si la phase L1 est prise comme référence, les courants $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$, et $\underline{I}_{L3}$ sont donnés par:

$$\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{(1)} + \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad (1a)$$

$$\underline{I}_{L2} = \underline{a}^2\, \underline{I}_{(1)} + \underline{a}\, \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad (1b)$$

$$\underline{I}_{L3} = \underline{a}\, \underline{I}_{(1)} + \underline{a}^2\, \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad (1c)$$

$$\underline{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}; \quad \underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad (2)$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Table 1 – Voltage factor *c*

Nominal voltage U_n	Voltage factor *c* for the calculation of	
	maximum short-circuit currents c_{max}[1)]	minimum short-circuit currents c_{min}
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038, table I)	1,05[3)] 1,10[4)]	0,95
Medium voltage >1 kV to 35 kV (IEC 60038, table III)	1,10	1,00
High voltage[2)] >35 kV (IEC 60038, table IV)		

[1)] $c_{max}U_n$ should not exceed the highest voltage U_m for equipment of power systems.

[2)] If no nominal voltage is defined $c_{max}U_n = U_m$ or $c_{min}U_n = 0{,}90 \times U_m$ should be applied.

[3)] For low-voltage systems with a tolerance of +6 %, for example systems renamed from 380 V to 400 V.

[4)] For low-voltage systems with a tolerance of +10 %.

2.3.2 Application of symmetrical components

In three-phase a.c. systems the calculation of the current values resulting from balanced and unbalanced short circuits is simplified by the use of symmetrical components. This postulates that the electrical equipment has a balanced structure, for example in the case of transposed overhead lines. The results of the short-circuit current calculation have an acceptable accuracy also in the case of untransposed overhead lines.

Using this method, the currents in each line conductor are found by superposing the currents of the three symmetrical component systems:

– positive-sequence current $\underline{I}_{(1)}$;
– negative-sequence current $\underline{I}_{(2)}$;
– zero-sequence current $\underline{I}_{(0)}$.

Taking the line conductor L1 as reference, the currents $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$, and $\underline{I}_{L3}$ are given by

$$\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{(1)} + \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad (1a)$$

$$\underline{I}_{L2} = \underline{a}^2\, \underline{I}_{(1)} + \underline{a}\, \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad (1b)$$

$$\underline{I}_{L3} = \underline{a}\, \underline{I}_{(1)} + \underline{a}^2\, \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad (1c)$$

$$\underline{a} = -\frac{1}{2} + \mathrm{j}\frac{1}{2}\sqrt{3}; \quad \underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - \mathrm{j}\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad (2)$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

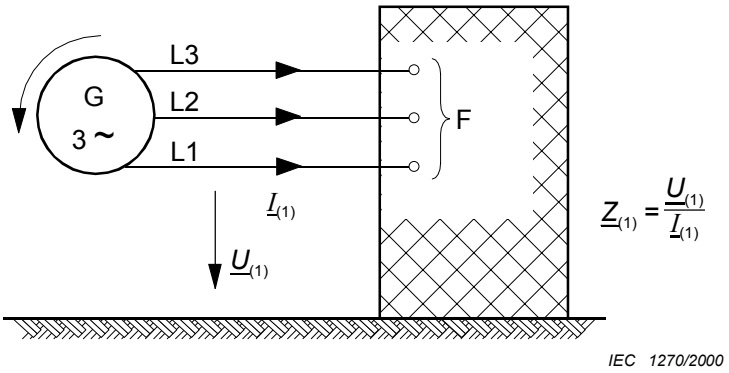


Figure 5a – Impédance de court-circuit directe $\underline{Z}_{(1)}$

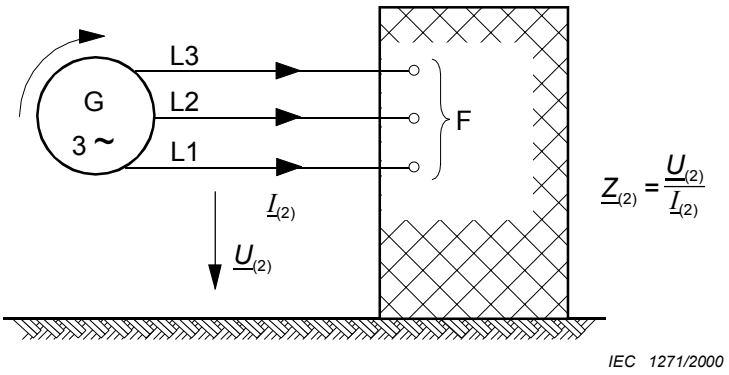


Figure 5b – Impédance de court-circuit inverse $\underline{Z}_{(2)}$

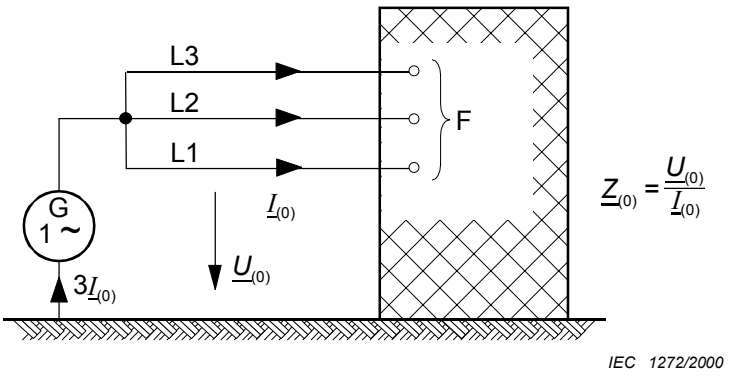


Figure 5c – Impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)}$

Figure 5 – Impédances de court-circuit d'un réseau alternatif triphasé au point F de court-circuit

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

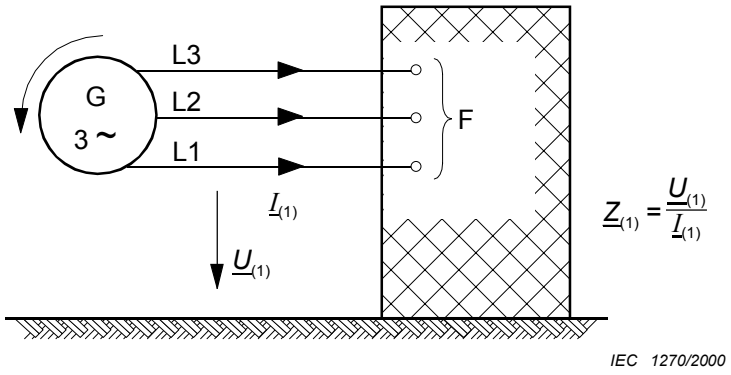


Figure 5a – Positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(1)}$

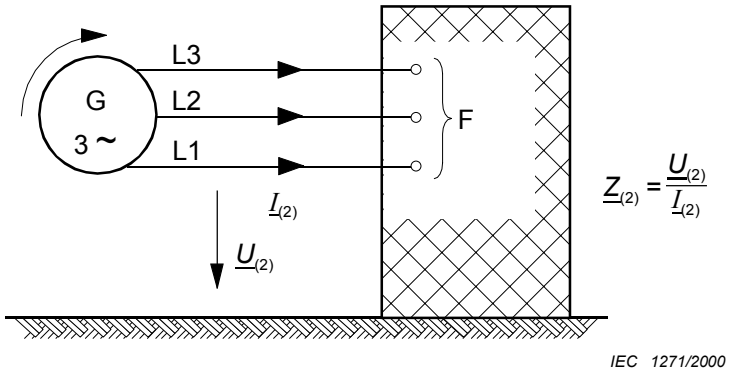


Figure 5b – Negative-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(2)}$

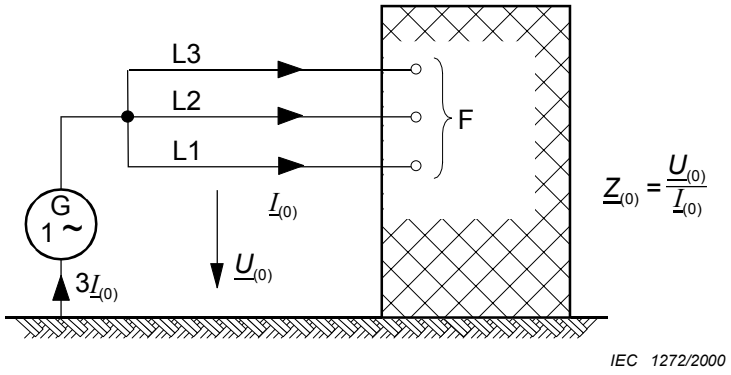


Figure 5c – Zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)}$

Figure 5 – Short-circuit impedances of a three-phase a.c. system at the short-circuit location F

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Chacune des trois composantes symétriques du réseau possède son impédance propre.

Les types de courts-circuits dissymétriques suivants sont traités dans cette norme:

– court-circuit biphasé (voir figure 3b),
– court-circuit biphasé avec mise à la terre (voir figure 3c),
– court-circuit monophasé (voir figure 3d).

Pour les besoins de la présente norme, il y a lieu de distinguer les impédances de court-circuit au point de court-circuit F et les impédances de court-circuit propres à chaque matériel électrique.

L'impédance de court-circuit directe $\underline{Z}_{(1)}$ au point de court-circuit F s'obtient comme indiqué à la figure 5a, lorsqu'un réseau symétrique de tensions directes est appliqué au point de court-circuit F et que toutes les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances internes.

L'impédance de court-circuit inverse $\underline{Z}_{(2)}$ au point de court-circuit F s'obtient comme indiqué à la figure 5b, lorsqu'un réseau symétrique de tensions inverses est appliqué au point de court-circuit F.

Les valeurs des impédances directes et inverses ne peuvent différer les unes des autres que dans le cas de machines tournantes. Pour le calcul de courts-circuits éloignés des alternateurs, il est généralement admis de prendre $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$.

L'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)}$ au point de court-circuit F s'obtient comme indiqué à la figure 5c, si une tension alternative est appliquée entre les trois phases court-circuitées et le retour commun (par exemple réseau de mise à la terre, conducteur neutre, conducteurs de terre, gaines de câble, armures de câble).

Dans le calcul des courants de court-circuit dissymétriques relatifs aux réseaux moyenne et haute tension en appliquant une source de tension équivalente au point de court-circuit, les capacités homopolaires de ligne et les admittances homopolaires en parallèle sont à prendre en compte dans les réseaux à neutre isolé, les réseaux résonants mis à la terre, et les réseaux à neutre mis à la terre avec un facteur de défaut de terre (voir CEI 60071-1) supérieur à 1,4.

Il est admis que les capacités des lignes (lignes aériennes et câbles) des réseaux basse tension peuvent être négligées dans les réseaux direct, inverse et homopolaire.

Négliger les capacités homopolaires des lignes dans les réseaux à neutre à la terre conduit à surestimer légèrement les valeurs des courants de court-circuit. L'écart dépend de la configuration du réseau.

Sauf dans des cas particuliers, les impédances de court-circuit homopolaires au point de court-circuit diffèrent des impédances de court-circuit directe et inverse.

2.4 Courants de court-circuit maximaux

Pour calculer les courants de court-circuit maximaux, il est nécessaire de tenir compte des conditions suivantes:

– le facteur de tension c_{max} pour le calcul des courants de court-circuit maximaux doit être appliqué, en l'absence de norme nationale, conformément au tableau 1;

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Each of the three symmetrical component systems has its own impedance.

The following types of unbalanced short circuits are treated in this standard:

– line-to-line short circuit (see figure 3b),
– line-to-line short circuit with earth connection (see figure 3c),
– line-to-earth short circuit (see figure 3d).

For the purpose of this standard, one has to make a distinction between short-circuit impedances at the short-circuit location F and the short-circuit impedances of individual electrical equipment.

The positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(1)}$ at the short circuit location F is obtained according to figure 5a, when a symmetrical system of voltages of positive-sequence phase order is applied to the short-circuit location F, and all synchronous and asynchronous machines are replaced by their internal impedances.

The negative-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(2)}$ at the short-circuit location F is obtained according to figure 5b, when a symmetrical system of voltages of negative-sequence phase order is applied to the short-circuit location F.

The values of positive-sequence and negative-sequence impedances can differ from each other only in the case of rotating machines. When far-from-generator short circuits are calculated, it is generally allowed to take $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$.

The zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)}$ at the short-circuit location F is obtained according to figure 5c, if an a.c. voltage is applied between the three short-circuited line conductors and the joint return (for example earthing system, neutral conductor, earth wires, cable sheaths, cable armouring).

When calculating unbalanced short-circuit currents in medium- or high-voltage systems and applying an equivalent voltage source at the short-circuit location, the zero-sequence capacitances of lines and the zero-sequence shunt admittances are to be considered for isolated neutral systems, resonant earthed systems and earthed neutral systems with an earth fault factor (see IEC 60071-1) higher than 1,4.

The capacitances of lines (overhead lines and cables) of low-voltage networks may be neglected in the positive-, negative- and zero-sequence system.

Neglecting the zero-sequence capacitances of lines in earthed neutral systems leads to results which are slightly higher than the real values of the short-circuit currents. The deviation depends on the configuration of the network.

Except for special cases, the zero-sequence short-circuit impedances at the short-circuit location differ from the positive-sequence and negative-sequence short-circuit impedances.

2.4 Maximum short-circuit currents

When calculating maximum short-circuit currents, it is necessary to introduce the following conditions:

– voltage factor $c_{\max}$ according to table 1 shall be applied for the calculation of maximum short-circuit currents in the absence of a national standard;

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

– choisir la configuration de réseau et l'alimentation maximale par les centrales et les réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur maximale du courant de court-circuit au point de court-circuit, ou si l'on accepte un découpage du réseau, à la commande du courant de court-circuit;

– si des impédances équivalentes $\underline{Z}_Q$ sont utilisées pour représenter les réseaux externes, l'impédance de court-circuit équivalente minimale qui doit être utilisée est celle qui correspond à la contribution maximale de courant de court-circuit du réseau externe;

– les moteurs doivent être inclus si cela est approprié conformément à 3.8 et 3.9;

– la résistance R_L des lignes (lignes aériennes et câbles) doit être prise à une température de 20 °C.

2.5 Courants de court-circuit minimaux

Pour calculer les courants de court-circuit minimaux, il est nécessaire de tenir compte des conditions suivantes:

– le facteur de tension c_{min} pour le calcul des courants de court-circuit minimaux doit être appliqué conformément au tableau 1;

– choisir la configuration de réseau et l'alimentation minimale à partir des centrales et des réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur minimale de courant de court-circuit au point de court-circuit;

– les moteurs doivent être négligés;

– les résistances R_L de ligne (lignes aériennes et câbles, conducteurs de phase et de neutre) doivent être prises à une température supérieure:

$$R_L = \left[1+\alpha\left(\theta_e - 20\,°C\right)\right] \cdot R_{L20} \qquad (3)$$

où

R_{L20} est la résistance à la température de 20 °C;

θ_e est la température du conducteur en degrés Celsius à la fin du court-circuit;

α est un facteur égal à 0,004/K, valable avec une précision suffisante dans la plupart des besoins pratiques pour le cuivre, l'aluminium et les alliages d'aluminium.

NOTE Pour θ_e, voir par exemple la CEI 60865-1, la CEI 60949 et la CEI 60986.

3 Impédances de court-circuit des matériels électriques

3.1 Généralités

Pour les réseaux d'alimentation, les transformateurs, les lignes aériennes, les câbles, les réacteurs et autres matériels similaires, les impédances de court-circuit directe et inverse sont égales: $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$.

L'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$ se détermine en supposant qu'une tension alternative est appliquée entre les trois conducteurs en parallèle et le retour commun (par exemple terre, dispositif de terre, conducteur neutre, câble de terre, gaine de câble et armure de câble). Dans ce cas, le courant circulant dans le retour commun est égal au triple du courant homopolaire.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

– choose the system configuration and the maximum contribution from power plants and network feeders which lead to the maximum value of short-circuit current at the short-circuit location, or for accepted sectioning of the network to control the short-circuit current;
– when equivalent impedances $\underline{Z}_Q$ are used to represent external networks, the minimum equivalent short-circuit impedance shall be used which corresponds to the maximum short-circuit current contribution from the network feeders;
– motors shall be included if appropriate in accordance with 3.8 and 3.9;
– resistance R_L of lines (overhead lines and cables) are to be introduced at a temperature of 20 °C.

2.5 Minimum short-circuit currents

When calculating minimum short-circuit currents, it is necessary to introduce the following conditions:

– voltage factor c_{min} for the calculation of minimum short-circuit currents shall be applied according to table 1;
– choose the system configuration and the minimum contribution from power stations and network feeders which lead to a minimum value of short-circuit current at the short-circuit location;
– motors shall be neglected;
– resistances R_L of lines (overhead lines and cables, line conductors, and neutral conductors) shall be introduced at a higher temperature:

$$R_L = [1+\alpha(\theta_e - 20\,°C)] \cdot R_{L20} \quad (3)$$

where

R_{L20} is the resistance at a temperature of 20 °C;

θ_e is the conductor temperature in degrees Celsius at the end of the short-circuit duration;

α is a factor equal to 0,004/K, valid with sufficient accuracy for most practical purposes for copper, aluminium and aluminium alloy.

NOTE For θ_e, see for instance IEC 60865-1, IEC 60949 and IEC 60986.

3 Short-circuit impedances of electrical equipment

3.1 General

In network feeders, transformers, overhead lines, cables, reactors and similar equipment, positive-sequence and negative-sequence short-circuit impedances are equal: $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$.

The zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$ is determined by assuming an a.c. voltage between the three parallelled conductors and the joint return (for example earth, earthing arrangement, neutral conductor, earth wire, cable sheath, and cable armouring). In this case, the three-fold zero-sequence current flows through the joint return.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Les impédances des alternateurs (G), des transformateurs de réseau (T), ainsi que des groupes de production (S) doivent être multipliées par les facteurs de correction d'impédance K_G, K_T et K_S, respectivement K_{SO} lors du calcul des courants de court-circuit avec la source de tension équivalente au point de court-circuit conformément à la présente norme.

NOTE Des exemples d'introduction de facteurs de correction d'impédance sont donnés dans la CEI 60909-4.

3.2 Réseaux d'alimentation

Si un court-circuit triphasé tel que celui indiqué à la figure 6a est alimenté par un réseau dont seule la puissance de court-circuit symétrique initiale I''_{kQ} au point de liaison Q est connue, alors il convient de déterminer l'impédance équivalente du réseau Z_Q (impédance de court-circuit directe) au point de liaison Q par l'égalité:

$$Z_Q = \frac{c\,U_{nQ}}{\sqrt{3}\,I''_{kQ}} \tag{4}$$

Si R_Q/X_Q est connu, alors X_Q doit être calculé comme suit:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1+\left(R_Q\ /\ X_Q\right)^2}} \tag{5}$$

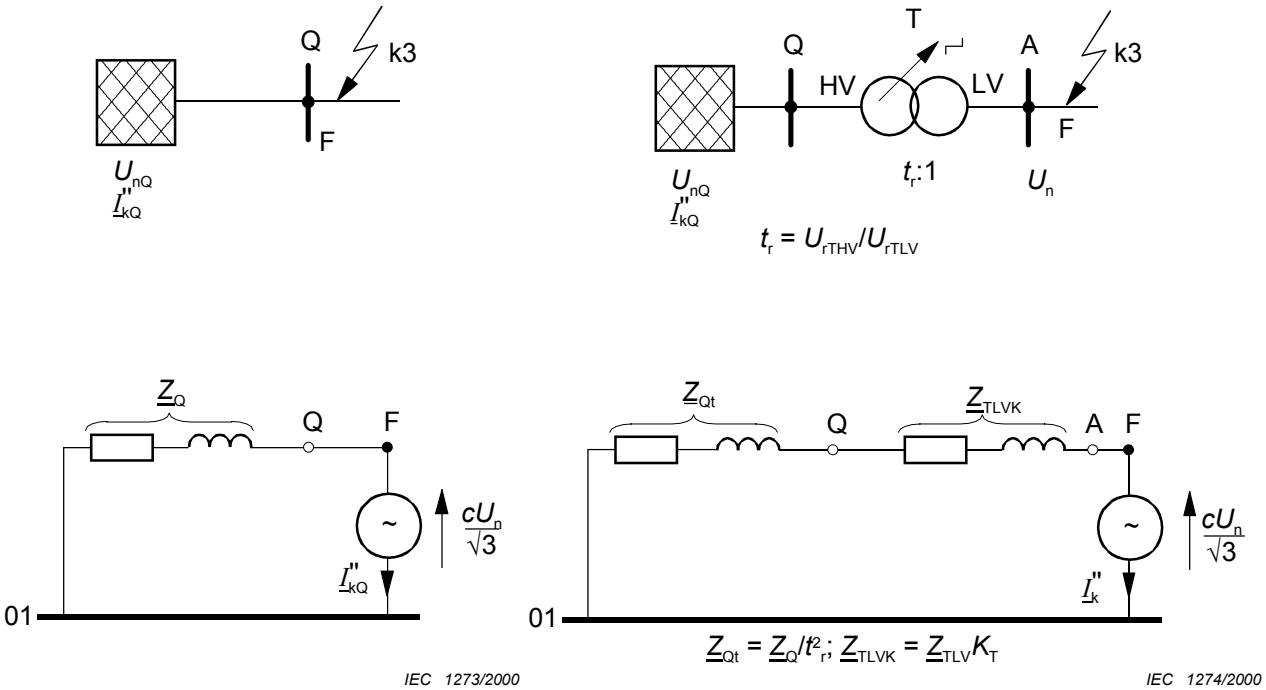


Figure 6a – Sans transformateur **Figure 6b – Avec transformateur**

Figure 6 – Schéma du réseau et schéma de circuit équivalent pour réseaux d'alimentation

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

The impedances of generators (G), network transformers (T) and power station units (S) shall be multiplied with the impedance correction factors K_G, K_T and K_S or K_{SO} when calculating short-circuit currents with the equivalent voltage source at the short-circuit location according to this standard.

NOTE Examples for the introduction of impedance correction factors are given in IEC 60909-4.

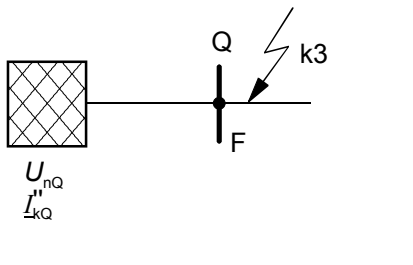
3.2 Network feeders

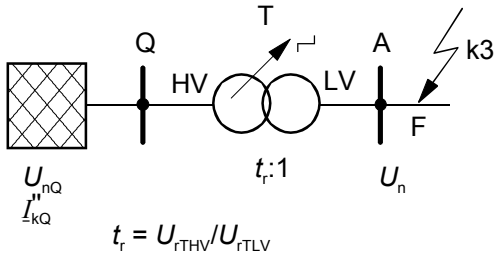
If a three-phase short circuit in accordance with figure 6a is fed from a network in which only the initial symmetrical short-circuit current I''_{kQ} at the feeder connection point Q is known, then the equivalent impedance Z_Q of the network (positive-sequence short-circuit impedance) at the feeder connection point Q should be determined by:

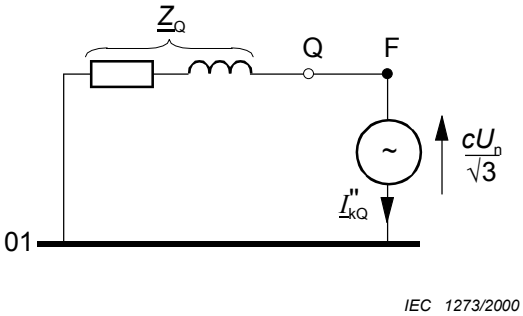
$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3}\, I''_{kQ}} \tag{4}$$

If R_Q/X_Q is known, then X_Q shall be calculated as follows:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1+\left(R_Q \,/\, X_Q\right)^2}} \tag{5}$$

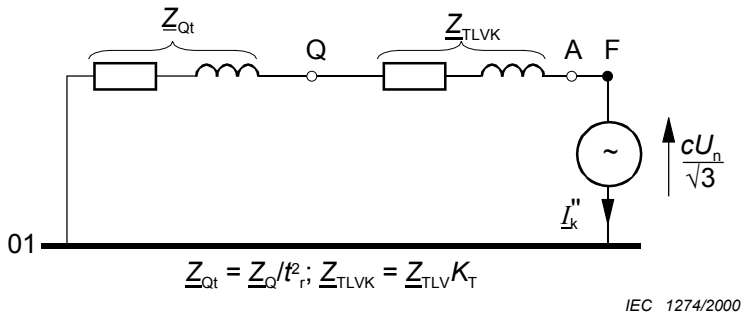






IEC 1273/2000

Figure 6a – Without transformer



IEC 1274/2000

Figure 6b – With transformer

Figure 6 – System diagram and equivalent circuit diagram for network feeders

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Si un court-circuit tel que celui indiqué à la figure 6b est alimenté à travers un transformateur par un réseau moyenne ou haute tension dont seule la puissance de court-circuit symétrique initiale I''_{kQ} au point de liaison Q est connue, alors l'impédance de court-circuit directe équivalente Z_{Qt} rapportée au côté basse tension du transformateur doit être déterminée par

$$Z_{Qt} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3}\, I''_{kQ}} \cdot \frac{1}{t_r^2} \tag{6}$$

où

U_{nQ} est la tension nominale du réseau d'alimentation au point de liaison Q;

I''_{kQ} est le courant de court-circuit symétrique initial du réseau d'alimentation au point de liaison Q;

c est le facteur de tension (voir tableau 1) pour la tension U_{nQ};

t_r est le rapport de transformation assigné pour lequel le changeur de prise en charge est en position principale.

Dans le cas de réseaux d'alimentation haute tension de tensions nominales supérieures à 35 kV alimentés par des lignes aériennes, il est admis d'assimiler l'impédance équivalente $\underline{Z}_Q$ à une réactance, c'est-à-dire $\underline{Z}_Q = 0 + jX_Q$. Dans les autres cas, si aucune valeur précise de la résistance R_Q des lignes d'alimentation n'est connue, il est admis de prendre $R_Q = 0{,}1\ X_Q$ où $X_Q = 0{,}995\ Z_Q$.

Les courants de court-circuit symétriques initiaux I''_{kQmax} et I''_{kQmin} du côté haute tension du transformateur doivent être fournis par le distributeur ou par un calcul adéquat conformément à la présente norme.

Dans des cas particuliers, il peut être nécessaire de prendre en compte l'impédance de court-circuit homopolaire équivalente des lignes d'alimentation, selon la configuration d'enroulement et le nœud de mise à la terre du transformateur.

NOTE Voir par exemple les cas 6 et 8 du tableau 1 de la CEI 60909-4.

3.3 Transformateurs

3.3.1 Transformateurs à deux enroulements

Les impédances de court-circuit directes des transformateurs à deux enroulements $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ avec et sans changeur de prise en charge peuvent être calculées à partir des valeurs assignées du transformateur comme suit:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\,\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \tag{7}$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\ \%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3\ I_{rT}^2} \tag{8}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \tag{9}$$

--`,,```,,,,`````,,`,,`,`,,`,,,-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

If a short circuit in accordance with figure 6b is fed by a transformer from a medium or high-voltage network in which only the initial symmetrical short-circuit current I''_{kQ} at the feeder connection point Q is known, then the positive-sequence equivalent short-circuit impedance Z_{Qt} referred to the low-voltage side of the transformer is to be determined by:

$$Z_{Qt} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3}\, I''_{kQ}} \cdot \frac{1}{t_r^2} \tag{6}$$

where

U_{nQ} is the nominal system voltage at the feeder connection point Q;

I''_{kQ} is the initial symmetrical short-circuit current at the feeder connection point Q;

c is the voltage factor (see table 1) for the voltage U_{nQ};

t_r is the rated transformation ratio at which the on-load tap-changer is in the main position.

In the case of high-voltage feeders with nominal voltages above 35 kV fed by overhead lines, the equivalent impedance $\underline{Z}_Q$ may in many cases be considered as a reactance, i.e. $\underline{Z}_Q = 0 + jX_Q$. In other cases, if no accurate value is known for the resistance R_Q of network feeders, one may substitute $R_Q = 0{,}1\ X_Q$ where $X_Q = 0{,}995\ Z_Q$.

The initial symmetrical short-circuit currents I''_{kQmax} and I''_{kQmin} on the high-voltage side of the transformer shall be given by the supply company or by an adequate calculation according to this standard.

In special cases the zero-sequence equivalent short-circuit impedance of network feeders may need to be considered, depending on the winding configuration and the starpoint earthing of the transformer.

NOTE See for instance items 6 and 8 in table 1 of IEC 60909-4.

3.3 Transformers

3.3.1 Two-winding transformers

The positive-sequence short-circuit impedances of two-winding transformers $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ with and without on-load tap-changer can be calculated from the rated transformer data as follows:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\,\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \tag{7}$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\ \%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3\ I_{rT}^2} \tag{8}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \tag{9}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

où

U_{rT} est la tension assignée du transformateur du côté haute ou basse tension;

I_{rT} est le courant assigné du transformateur du côté haute ou basse tension;

S_{rT} est la puissance apparente assignée du transformateur;

P_{krT} est les pertes totales des enroulements du transformateur pour le courant assigné;

u_{kr} est la tension de court-circuit pour le courant assigné, en pourcentage;

u_{Rr} est la composante résistive assignée de la tension de court-circuit, en pourcentage.

La composante résistive u_{Rr} peut être calculée à partir des pertes totales des enroulements P_{krT} pour le courant assigné I_{rT}, les deux étant rapportés au même côté du transformateur, (voir l'équation (8)).

Le rapport R_T/X_T décroît généralement avec la taille du transformateur. Pour les gros transformateurs, la résistance est si faible que l'impédance peut être assimilée à la seule réactance pour le calcul des courants de court-circuit. La résistance est à prendre en compte si le courant de crête de court-circuit i_p ou la composante continue $i_{d.c.}$ sont à calculer.

Les données nécessaires au calcul de $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$ peuvent être relevées sur la plaque signalétique. L'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$ peut être obtenue sur la plaque signalétique ou auprès du constructeur.

NOTE Les données réelles pour les transformateurs à deux enroulements utilisés comme transformateurs de réseau ou dans les centrales sont indiquées dans la CEI 60909-2. Les montages d'impédance homopolaire pour le calcul des courants de court-circuit dissymétriques sont donnés dans la CEI 60909-4.

3.3.2 Transformateurs à trois enroulements

Pour les transformateurs à trois enroulements, les impédances de court-circuit directes $\underline{Z}_A$, $\underline{Z}_B$, et $\underline{Z}_C$ correspondant à la figure 7 peuvent être calculées à partir des trois impédances de court-circuit (rapportées à l'enroulement A du transformateur):

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrAB}}{100\,\%} + j\frac{u_{XrAB}}{100\,\%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} \qquad \text{(borne C ouverte)} \qquad (10a)$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrAC}}{100\,\%} + j\frac{u_{XrAC}}{100\,\%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAC}} \qquad \text{(borne B ouverte)} \qquad (10b)$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrBC}}{100\,\%} + j\frac{u_{XrBC}}{100\,\%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} \qquad \text{(borne A ouverte)} \qquad (10c)$$

où

$$u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} \qquad (10d)$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

where

U_{rT} is the rated voltage of the transformer on the high-voltage or low-voltage side;

I_{rT} is the rated current of the transformer on the high-voltage or low-voltage side;

S_{rT} is the rated apparent power of the transformer;

P_{krT} is the total loss of the transformer in the windings at rated current;

u_{kr} is the short-circuit voltage at rated current in per cent;

u_{Rr} is the rated resistive component of the short-circuit voltage in per cent.

The resistive component u_{Rr} can be calculated from the total losses P_{krT} in the windings at the rated current I_{rT}, both referred to the same transformer side (see equation (8)).

The ratio R_T/X_T generally decreases with tranformer size. For large transformers the resistance is so small that the impedance may be assumed to consist only of reactance when calculating short-circuit currents. The resistance is to be considered if the peak short-circuit current i_p or the d.c. component $i_{d.c.}$ is to be calculated.

The necessary data for the calculation of $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$ may be taken from the rating plate. The zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$ may be obtained from the rating plate or from the manufacturer.

NOTE Actual data for two-winding transformers used as network transformers or in power stations are given in IEC 60909-2. Zero-sequence impedance arrangements for the calculation of unbalanced short-circuit currents are given in IEC 60909-4.

3.3.2 Three-winding transformers

In the case of three-winding transformers, the positive-sequence short-circuit impedances $\underline{Z}_A$, $\underline{Z}_B$, and $\underline{Z}_C$ referring to figure 7, can be calculated by the three short-circuit impedances (referred to side A of the transformer):

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrAB}}{100\,\%} + j\frac{u_{XrAB}}{100\,\%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAB}} \qquad \text{(side C open)} \qquad (10a)$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrAC}}{100\,\%} + j\frac{u_{XrAC}}{100\,\%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTAC}} \qquad \text{(side B open)} \qquad (10b)$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrBC}}{100\,\%} + j\frac{u_{XrBC}}{100\,\%} \right) \cdot \frac{U_{rTA}^2}{S_{rTBC}} \qquad \text{(side A open)} \qquad (10c)$$

with $$u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} \qquad (10d)$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

par les équations:

$$\underline{Z}_A = \frac{1}{2}\left(\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{AC} - \underline{Z}_{BC}\right) \quad (11a)$$

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{2}\left(\underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{AB} - \underline{Z}_{AC}\right) \quad (11b)$$

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{2}\left(\underline{Z}_{AC} + \underline{Z}_{BC} - \underline{Z}_{AB}\right) \quad (11c)$$

où

U_{rTA} est la tension assignée de la borne A;

S_{rTAB} est la puissance apparente assignée entre les bornes A et B;

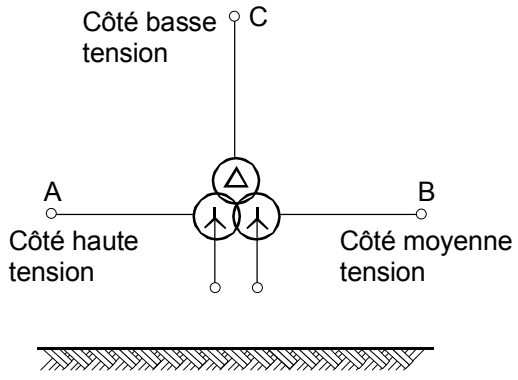
S_{rTAC} est la puissance apparente assignée entre les bornes A et C;

S_{rTBC} est la puissance apparente assignée entre les bornes B et C;

u_{RrAB}, u_{XrAB} sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes A et B;

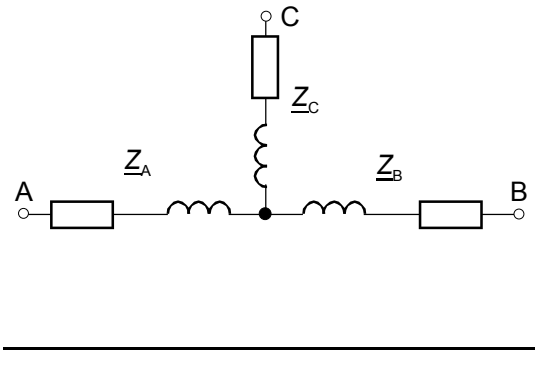
u_{RrAC}, u_{XrAC} sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes A et C;

u_{RrBC}, u_{XrBC} sont les composantes résistive et réactive assignées de la tension de court-circuit, en pourcentage, entre les bornes B et C.



IEC 1275/2000

Figure 7a – Indication des couplages des enroulements



IEC 1276/2000

Figure 7b – Schéma du circuit équivalent (réseau direct)

Figure 7 – Transformateur à trois enroulements (exemple)

Les impédances homopolaires des transformateurs à trois enroulements peuvent être obtenues auprès du constructeur.

NOTE Des exemples d'impédances de transformateurs à trois enroulements sont donnés dans la CEI 60909-2. Des informations complémentaires peuvent être trouvées dans la CEI 60909-4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

by the equations

$$\underline{Z}_{\mathrm{A}} = \frac{1}{2}\left(\underline{Z}_{\mathrm{AB}} + \underline{Z}_{\mathrm{AC}} - \underline{Z}_{\mathrm{BC}}\right) \tag{11a}$$

$$\underline{Z}_{\mathrm{B}} = \frac{1}{2}\left(\underline{Z}_{\mathrm{BC}} + \underline{Z}_{\mathrm{AB}} - \underline{Z}_{\mathrm{AC}}\right) \tag{11b}$$

$$\underline{Z}_{\mathrm{C}} = \frac{1}{2}\left(\underline{Z}_{\mathrm{AC}} + \underline{Z}_{\mathrm{BC}} - \underline{Z}_{\mathrm{AB}}\right) \tag{11c}$$

where

U_{rTA} is the rated voltage of side A;

S_{rTAB} is the rated apparent power between sides A and B;

S_{rTAC} is the rated apparent power between sides A and C;

S_{rTBC} is the rated apparent power between sides B and C;

u_{RrAB}, u_{XrAB} are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides A and B;

u_{RrAC}, u_{XrAC} are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides A and C;

u_{RrBC}, u_{XrBC} are the rated resistive and reactive components of the short-circuit voltage, given in per cent between sides B and C.

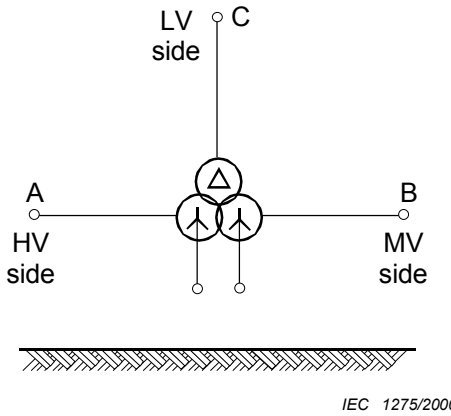


Figure 7a – Denotation of winding connections

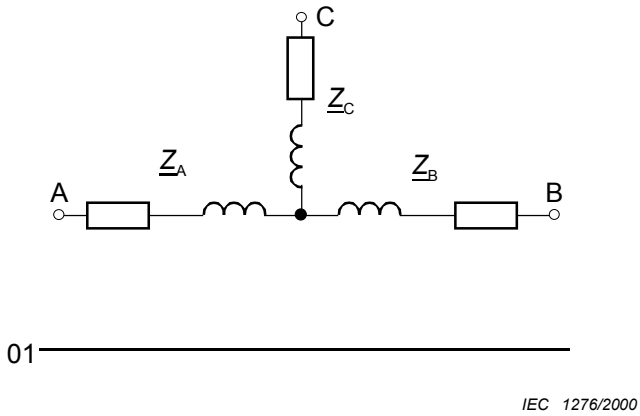


Figure 7b – Equivalent circuit diagram (positive-sequence system)

Figure 7 – Three-winding transformer (example)

The zero-sequence impedances of three-winding transformers may be obtained from the manufacturer.

NOTE Examples for the impedances of three-winding transformers are given in IEC 60909-2. Additional information may be found in IEC 60909-4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

3.3.3 Facteurs de correction d'impédance pour transformateurs de réseau à deux et trois enroulements

Un transformateur de réseau est un transformateur reliant deux ou plus de deux réseaux de tensions différentes. Pour les transformateurs à deux enroulements avec et sans changeur de prise en charge, un facteur de correction d'impédance K_T est à introduire en plus de l'impédance évaluée conformément aux équations (7) à (9): $\underline{Z}_{TK} = K_T \underline{Z}_T$ où $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$.

$$K_T = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_T} \tag{12a}$$

où x_T est la réactance relative du transformateur $x_T = X_T/(U^2_{rT}/S_{rT})$ et c_{max} provenant du tableau 1 correspond à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur du réseau. Ce facteur de correction ne doit pas être introduit pour les transformateurs de groupes de production (voir 3.7).

Si les conditions de fonctionnement à long terme des transformateurs de réseau avant le court-circuit sont connues avec certitude, alors il est admis d'utiliser l'équation (12b) à la place de l'équation (12a).

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{c_{max}}{1+ x_T \left(I^b_T / I_{rT}\right)\sin\varphi^b_T} \tag{12b}$$

où

c_{max} est le facteur de tension provenant du tableau 1, correspondant à la tension nominale du réseau relié au côté basse tension du transformateur du réseau;

x_T $= X_T/(U^2_{rT}/S_{rT})$;

U^b est la tension de fonctionnement la plus élevée avant le court-circuit;

I^b_T est le courant de fonctionnement le plus élevé avant le court-circuit (il dépend de la configuration du réseau et de la philosophie de fiabilité applicable);

φ^b_T est l'angle du facteur de puissance avant le court-circuit.

Le facteur de correction d'impédance doit être également appliqué aux impédances inverse et homopolaire du transformateur lors du calcul des courants de court-circuit dissymétriques. Les impédances $\underline{Z}_N$ entre le nœud des transformateurs et la terre doivent être introduites comme 3 $\underline{Z}_N$ dans le réseau homopolaire sans facteur de correction.

Pour les transformateurs à trois enroulements avec et sans changeur de prise en charge, trois facteurs de correction d'impédance peuvent être trouvés en utilisant les valeurs relatives des réactances du transformateur (voir 3.3.2):

$$K_{TAB} = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_{TAB}} \tag{13a}$$

$$K_{TAC} = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_{TAC}} \tag{13b}$$

$$K_{TBC} = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_{TBC}} \tag{13c}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

3.3.3 Impedance correction factors for two- and three-winding network transformers

A network transformer is a transformer connecting two or more networks at different voltages. For two-winding transformers with and without on-load tap-changer, an impedance correction factor K_T is to be introduced in addition to the impedance evaluated according to equations (7) to (9): $\underline{Z}_{TK} = K_T \underline{Z}_T$ where $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$.

$$K_T = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_T} \tag{12a}$$

where x_T is the relative reactance of the transformer $x_T = X_T/(U^2_{rT}/S_{rT})$ and c_{max} from table 1 is related to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer. This correction factor shall not be introduced for unit transformers of power station units (see 3.7).

If the long-term operating conditions of network transformers before the short circuit are known for sure, then the following equation (12b) may be used instead of equation (12a).

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{c_{max}}{1+x_T\left(I^b_T / I_{rT}\right)\sin\varphi^b_T} \tag{12b}$$

where

c_{max} is the voltage factor from table 1, related to the nominal voltage of the network connected to the low-voltage side of the network transformer;

x_T $= X_T/(U^2_{rT}/S_{rT})$;

U^b is the highest operating voltage before short circuit;

I^b_T is the highest operating current before short circuit (this depends on network configuration and relevant reliability philosophy);

φ^b_T is the angle of power factor before short circuit.

The impedance correction factor shall be applied also to the negative-sequence and the zero-sequence impedance of the transformer when calculating unbalanced short-circuit currents. Impedances $\underline{Z}_N$ between the starpoint of transformers and earth are to be introduced as $3\,\underline{Z}_N$ into the zero-sequence system without a correction factor.

For three-winding transformers with and without on-load tap-changer, three impedance correction factors can be found using the relative values of the reactances of the transformer (see 3.3.2):

$$K_{TAB} = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_{TAB}} \tag{13a}$$

$$K_{TAC} = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_{TAC}} \tag{13b}$$

$$K_{TBC} = 0{,}95 \frac{c_{max}}{1+0{,}6\,x_{TBC}} \tag{13c}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Avec les impédances $\underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{AC}$ et $\underline{Z}_{BC}$ conformément à l'équation (10), on peut trouver les valeurs corrigées $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB}\ \underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{ACK} = K_{TAC}\ \underline{Z}_{AC}$ et $\underline{Z}_{BCK} = K_{TBC}\ \underline{Z}_{BC}$. Avec ces impédances, les impédances équivalentes corrigées $\underline{Z}_{AK}$, $\underline{Z}_{BK}$ et $\underline{Z}_{CK}$ doivent être calculées en utilisant la procédure donnée dans l'équation (11).

Les trois facteurs de correction d'impédance donnés dans l'équation (13) doivent être également introduits dans les réseaux inverse et homopolaire du transformateur à trois enroulements.

Les impédances entre un nœud et la terre doivent être introduites sans facteur de correction.

NOTE Les circuits équivalents des systèmes directs et homopolaires sont donnés dans la CEI 60909-4, tableau 1, point 4 à 7 pour les différents cas de nœuds de mise à la terre. En général, les impédances $\underline{Z}_{(0)A}$, $\underline{Z}_{(0)B}$ ou $\underline{Z}_{(0)C}$ sont similaires à $\underline{Z}_{(1)A}$, $\underline{Z}_{(1)B}$ ou $\underline{Z}_{(1)C}$. Un exemple pour l'introduction des facteurs de correction de l'équation (13) pour les réseaux d'impédances directes et homopolaires des circuits équivalents est donné en 2.2 de la CEI 60909-4.

Si dans des cas spéciaux, par exemple dans le cas d'autotransformateurs avec changeur de prise en charge, les tensions de court-circuit des transformateurs u_{k+} en position $+p_T$ et u_{k-} en position $-p_T$ (voir la CEI 60909-2) sont tous deux très supérieures à la valeur u_{kr}, il peut ne pas être nécessaire d'introduire les facteurs de correction d'impédance K_T.

3.4 Lignes aériennes et câbles

Il est permis de calculer les impédances de court-circuit directes $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$ à partir des données relatives aux conducteurs, telles que les sections et distances entre axes des conducteurs.

Pour la mesure de l'impédance directe $\underline{Z}_{(1)} = R_{(1)} + jX_{(1)}$ et de l'impédance de court-circuit homopolaire $\underline{Z}_{(0)} = R_{(0)} + jX_{(0)}$, voir la CEI 60909-4. Il est quelquefois possible d'évaluer les impédances homopolaires à partir des rapports $R_{(0)L}/R_L$ et $X_{(0)L}/X_L$ (voir CEI 60909-2).

Les impédances $\underline{Z}_{(1)L}$ et $\underline{Z}_{(0)L}$ des câbles basse et haute tension dépendent des techniques et normes nationales, et il est permis de les tirer de la CEI 60909-2 ou de manuels ou de données fournis par les constructeurs.

Pour les températures supérieures à 20 °C, voir l'équation (3).

Il est permis de calculer la résistance effective par unité de longueur R'_L des lignes aériennes à la température des conducteurs, de 20 °C, au moyen de la section nominale q_n et de la résistivité ρ:

$$R'_L = \frac{\rho}{q_n} \tag{14}$$

NOTE Les valeurs suivantes de résistivité peuvent être utilisées:

Cuivre $\rho = \frac{1}{54}\ \frac{\Omega mm^2}{m}$

Aluminium $\rho = \frac{1}{34}\ \frac{\Omega mm^2}{m}$

Alliage d'aluminium $\rho = \frac{1}{31}\ \frac{\Omega mm^2}{m}$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Together with the impedances $\underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{AC}$ and $\underline{Z}_{BC}$ according to equation (10), the corrected values $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB}\,\underline{Z}_{AB}$, $\underline{Z}_{ACK} = K_{TAC}\,\underline{Z}_{AC}$ and $\underline{Z}_{BCK} = K_{TBC}\,\underline{Z}_{BC}$ can be found. With these impedances the corrected equivalent impedances $\underline{Z}_{AK}$, $\underline{Z}_{BK}$ and $\underline{Z}_{CK}$ shall be calculated using the procedure given in equation (11).

The three impedance correction factors given in equation (13) shall be introduced also to the negative-sequence and to the zero-sequence systems of the three-winding transformer.

Impedances between a starpoint and earth shall be introduced without correction factor.

NOTE Equivalent circuits of the positive-sequence and the zero-sequence system are given in IEC 60909-4, table 1, item 4 to 7 for different cases of starpoint earthing. In general the impedances $\underline{Z}_{(0)A}$, $\underline{Z}_{(0)B}$ or $\underline{Z}_{(0)C}$ are similar to $Z_{(1)A}$, $Z_{1(B)}$ or $Z_{(1)C}$. An example for the introduction of the correction factors of equation (13) to the positive-sequence and the zero-sequence system impedances of the equivalent circuits is given in 2.2 of IEC 60909-4.

If in special cases, for instance in the case of auto-transformers with on-load tap-changer, the short-circuit voltages of transformers u_{k+} at the position $+p_T$ and u_{k-} at the position $-p_T$ (see IEC 60909-2) both are considerably higher than the value u_{kr}, it may be unnecessary to introduce impedance correction factors K_T.

3.4 Overhead lines and cables

The positive-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$ may be calculated from the conductor data, such as the cross-sections and the centre-distances of the conductors.

For measurement of the positive-sequence impedance $\underline{Z}_{(1)} = R_{(1)} + jX_{(1)}$ and the zero-sequence short-circuit impedance $\underline{Z}_{(0)} = R_{(0)} + jX_{(0)}$, see IEC 60909-4. Sometimes it is possible to estimate the zero-sequence impedances with the ratios $R_{(0)L}/R_L$ and $X_{(0)L}/X_L$ (see IEC 60909-2).

The impedances $\underline{Z}_{(1)L}$ and $\underline{Z}_{(0)L}$ of low-voltage and high-voltage cables depend on national techniques and standards and may be taken from IEC 60909-2 or from textbooks or manufacturer's data.

For higher temperatures than 20 °C, see equation (3).

The effective resistance per unit length R'_L of overhead lines at the conductor temperature 20 °C may be calculated from the nominal cross-section q_n and the resistivity ρ:

$$R'_L = \frac{\rho}{q_n} \tag{14}$$

NOTE The following values for resistivity may be used:

Copper $\rho = \frac{1}{54}\ \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$

Aluminium $\rho = \frac{1}{34}\ \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$

Aluminium alloy $\rho = \frac{1}{31}\ \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Il est permis de calculer la réactance par unité de longueur X'_{L} des lignes aériennes, en supposant qu'il y a transposition, par:

$$X'_{\mathrm{L}} = 2\pi f \frac{\mu_0}{2\pi}\left(\frac{1}{4n} + \ln\frac{d}{r}\right) = f\,\mu_0\left(\frac{1}{4n} + \ln\frac{d}{r}\right) \qquad (15)$$

où

d = $\sqrt[3]{d_{\mathrm{L1L2}}\ d_{\mathrm{L2L3}}\ d_{\mathrm{L3L1}}}$ et correspond à la distance géométrique moyenne entre conducteurs ou entre axes de faisceaux;

r est le rayon d'un conducteur unique. Dans le cas de faisceaux de conducteurs, r est à remplacer par $r_{\mathrm{B}} = \sqrt[n]{nrR^{\mathrm{n}-1}}$, où R est le rayon du faisceau (voir la CEI 60909-2);

n est le nombre de conducteurs en faisceau; pour un seul conducteur $n = 1$;

μ_0 = $4\pi \times 10^{-7}$ H/m.

3.5 Réactances de limitation de court-circuit

Les impédances de court-circuit directe, inverse et homopolaire sont égales, s'il y a symétrie géométrique. Les réactances de limitation du courant de court-circuit doivent être traitées comme faisant partie de l'impédance de court-circuit.

$$Z_{\mathrm{R}} = \frac{u_{\mathrm{kR}}}{100\,\%}\frac{U_{\mathrm{n}}}{\sqrt{3}\ I_{\mathrm{rR}}} \quad \text{et} \quad R_{\mathrm{R}} << X_{\mathrm{R}} \qquad (16)$$

où

u_{kR} et I_{rR} sont données sur la plaque signalétique,

U_{n} est la tension nominale réseau.

3.6 Machines synchrones

3.6.1 Alternateurs synchrones

Dans le calcul des courants de court-circuit symétriques initiaux dans les réseaux alimentés directement par des alternateurs sans transformateurs intermédiaires, par exemple dans les réseaux industriels ou les réseaux basse tension, l'impédance suivante doit être utilisée dans le réseau direct (voir également la figure 8):

$$\underline{Z}_{\mathrm{GK}} = K_{\mathrm{G}}\,\underline{Z}_{\mathrm{G}} = K_{\mathrm{G}}\left(R_{\mathrm{G}} + \mathrm{j}\,X''_{\mathrm{d}}\right) \qquad (17)$$

avec le facteur de correction:

$$K_{\mathrm{G}} = \frac{U_{\mathrm{n}}}{U_{\mathrm{rG}}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x''_{\mathrm{d}} \sin\varphi_{\mathrm{rG}}} \qquad (18)$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

The reactance per unit length X'_{L} for overhead lines may be calculated, assuming transposition, from:

$$X'_{\mathrm{L}} = 2\pi f \frac{\mu_0}{2\pi}\left(\frac{1}{4n} + \ln\frac{d}{r}\right) = f\,\mu_0\left(\frac{1}{4n} + \ln\frac{d}{r}\right) \tag{15}$$

where

d = $\sqrt[3]{d_{\mathrm{L1L2}}\ d_{\mathrm{L2L3}}\ d_{\mathrm{L3L1}}}$ geometric mean distance between conductors, or the centre of bundles;

r is the radius of a single conductor. In the case of conductor bundles, r is to be substituted by $r_{\mathrm{B}} = \sqrt[n]{nrR^{\mathrm{n-1}}}$, where R is the bundle radius (see IEC 60909-2);

n is the number of bundled conductors; for single conductors $n = 1$;

μ_0 = $4\pi \times 10^{-7}$ H/m.

3.5 Short-circuit limiting reactors

The positive-sequence, the negative-sequence, and the zero-sequence short-circuit impedances are equal, assuming geometric symmetry. Short-circuit current-limiting reactors shall be treated as a part of the short-circuit impedance.

$$Z_{\mathrm{R}} = \frac{u_{\mathrm{kR}}}{100\,\%}\,\frac{U_{\mathrm{n}}}{\sqrt{3}\ I_{\mathrm{rR}}} \quad \text{and} \quad R_{\mathrm{R}} << X_{\mathrm{R}} \tag{16}$$

where

u_{kR} and I_{rR} are given on the rating plate;

U_{n} is the nominal system voltage.

3.6 Synchronous machines

3.6.1 Synchronous generators

When calculating initial symmetrical short-circuit currents in systems fed directly from generators without unit transformers, for example in industrial networks or in low-voltage networks, the following impedance has to be used in the positive-sequence system (see also figure 8):

$$\underline{Z}_{\mathrm{GK}} = K_{\mathrm{G}}\,\underline{Z}_{\mathrm{G}} = K_{\mathrm{G}}\left(R_{\mathrm{G}} + \mathrm{j}X''_{\mathrm{d}}\right) \tag{17}$$

with the correction factor:

$$K_{\mathrm{G}} = \frac{U_{\mathrm{n}}}{U_{\mathrm{rG}}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x''_{\mathrm{d}} \sin\varphi_{\mathrm{rG}}} \tag{18}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

où

c_{max} est le facteur de tension conformément au tableau 1;

U_n est la tension nominale du réseau;

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur;

$\underline{Z}_{GK}$ est l'impédance subtransitoire corrigée de l'alternateur;

$\underline{Z}_G$ est l'impédance subtransitoire de l'alternateur dans le réseau direct: $\underline{Z}_G = R_G + j X''_d$;

φ_{rG} est l'angle de phase entre $\underline{I}_{rG}$ et $\underline{U}_{rG}/\sqrt{3}$;

x''_d est la réactance subtransitoire relative de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x''_d = X''_d/Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U^2_{rG}/S_{rG}$.

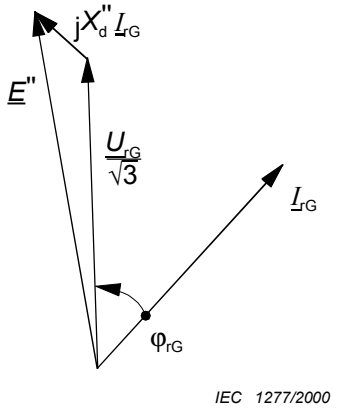


Figure 8 – Schéma de phase d'un alternateur synchrone aux conditions assignées

Le facteur de correction K_G (équation (18)) pour le calcul de l'impédance subtransitoire corrigée $\underline{Z}_{GK}$ (équation (17)) a été introduit parce que la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ est utilisée à la place de la tension subtransitoire E'' placée derrière la réactance subtransitoire de l'alternateur synchrone (voir la figure 8).

Il est permis d'utiliser les valeurs suivantes de résistances fictives R_{Gf} pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit avec une précision suffisante.

$R_{Gf} = 0{,}05\ X''_d$ pour les alternateurs dont $U_{rG} > 1$ kV et $S_{rG} \geq 100$ MVA

$R_{Gf} = 0{,}07\ X''_d$ pour les alternateurs dont $U_{rG} > 1$ kV et $S_{rG} < 100$ MVA

$R_{Gf} = 0{,}15\ X''_d$ pour les alternateurs dont $U_{rG} \leq 1\,000$ V

En plus de la décroissance de la composante continue, les facteurs 0,05, 0,07, et 0,15 prennent également en compte la décroissance de la composante alternative du courant de court-circuit pendant la première demi-période suivant l'apparition du court-circuit. L'influence des diverses températures d'enroulement sur R_{Gf} n'est pas prise en compte.

NOTE Il est recommandé d'utiliser les valeurs R_{Gf} pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit. Ces valeurs ne peuvent pas être utilisées pour le calcul de la composante apériodique $i_{d.c.}$ du courant de court-circuit conformément à l'équation (64). La résistance effective du stator des machines synchrones est généralement bien inférieure aux valeurs données pour R_{Gf}. Dans ce cas, il est recommandé d'utiliser les valeurs fournies par les constructeurs pour R_G.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

where

c_{max} is the voltage factor according to table 1;

U_n is the nominal voltage of the system;

U_{rG} is the rated voltage of the generator;

$\underline{Z}_{GK}$ is the corrected subtransient impedance of the generator;

$\underline{Z}_G$ is the subtransient impedance of the generator in the positive-sequence system: $\underline{Z}_G = R_G + j X''_d$;

φ_{rG} is the phase angle between $\underline{I}_{rG}$ and $\underline{U}_{rG}/\sqrt{3}$;

x''_d is the relative subtransient reactance of the generator related to the rated impedance: $x''_d = X''_d/Z_{rG}$ where $Z_{rG} = U^2_{rG}/S_{rG}$

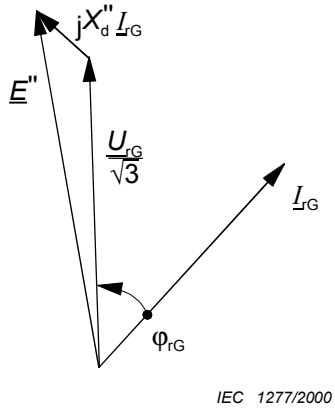


Figure 8 – Phasor diagram of a synchronous generator at rated conditions

The correction factor K_G (equation (18)) for the calculation of the corrected subtransient impedance $\underline{Z}_{GK}$ (equation (17)) has been introduced because the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ is used instead of the subtransient voltage E'' behind the subtransient reactance of the synchronous generator (see figure 8).

The following values for the fictitious resistances R_{Gf} may be used for the calculation of the peak short-circuit current with sufficient accuracy.

$R_{Gf} = 0{,}05\ X''_d$ for generators with $U_{rG} > 1$ kV and $S_{rG} \geq 100$ MVA

$R_{Gf} = 0{,}07\ X''_d$ for generators with $U_{rG} > 1$ kV and $S_{rG} < 100$ MVA

$R_{Gf} = 0{,}15\ X''_d$ for generators with $U_{rG} \leq 1\,000$ V

In addition to the decay of the d.c. component, the factors 0,05, 0,07, and 0,15 also take into account the decay of the a.c. component of the short-circuit current during the first half-cycle after the short circuit took place. The influence of various winding-temperatures on R_{Gf} is not considered.

NOTE The values R_{Gf} should be used for the calculation of the peak short-circuit current. These values cannot be used when calculating the aperiodic component $i_{d.c.}$ of the short-circuit current according to equation (64). The effective resistance of the stator of synchronous machines lies generally much below the given values for R_{Gf}. In this case the manufacturer's values for R_G should be used.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Si la tension aux bornes de l'alternateur est différente de U_{rG}, il peut être nécessaire d'introduire $U_G = U_{rG}\ (1 + p_G)$ à la place de U_{rG} dans l'équation (18), lors du calcul des courants de court-circuit triphasés.

Pour les impédances de court-circuit des alternateurs synchrones dans les réseaux inverse et homopolaire, les données suivantes s'appliquent avec K_G pris dans l'équation (18):

$$\underline{Z}_{(2)GK} = K_G\left(R_{(2)G} + jX_{(2)G}\right) = K_G\,\underline{Z}_{(2)G} \approx K_G\,\underline{Z}_G = K_G\left(R_G + jX''_d\right) \qquad (19)$$

Si les valeurs de X''_d diffèrent de X''_q, on peut utiliser la valeur $X_{(2)G} = (X''_d + X''_q)/2$

Pour l'impédance de court-circuit des alternateurs synchrones dans les réseaux directs, ce qui suit s'applique avec K_G résultant de l'équation (18):

$$\underline{Z}_{(0)GK} = K_G\left(R_{(0)G} + jX_{(0)G}\right) \qquad (20)$$

Si une impédance est introduite entre le nœud de l'alternateur et la terre, le facteur de correction K_G ne doit pas être utilisé pour cette impédance.

La nécessité de calculer des courants de court-circuit minimaux peut intervenir en raison d'un fonctionnement en sous-excitation des alternateurs (condition de faible charge dans les réseaux de câbles ou dans les réseaux comprenant des lignes aériennes de grande longueur, des stations d'hydropompage). Dans ce cas, une prise en compte spécifique qui sort du domaine d'application et de la procédure de la présente norme est à prendre en considération (voir par exemple 2.2.1 de la CEI 60909-1).

3.6.2 Moteurs et compensateurs synchrones

Pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial I''_k, la valeur de crête du courant de court-circuit i_p, le courant de court-circuit symétrique coupé I_b et le courant de court-circuit permanent I_k, les moteurs et compensateurs synchrones sont traités comme des générateurs synchrones.

Si les moteurs synchrones ont une régulation de tension, ils sont traités comme les générateurs synchrones. Dans le cas contraire, des considérations spécifiques sont nécessaires.

3.7 Groupe de production

3.7.1 Groupes de production avec changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit des groupes de production (S) avec changeurs de prise en charge, on utilise l'équation suivante pour l'impédance de l'ensemble du groupe de production pour les courts-circuits du côté haute tension du transformateur de groupe (voir figure 11c):

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

If the terminal voltage of the generator is different from U_{rG}, it may be necessary to introduce $U_G = U_{rG}\ (1 + p_G)$ instead of U_{rG} to equation (18), when calculating three-phase short-circuit currents.

For the short-circuit impedances of synchronous generators in the negative-sequence system, the following applies with K_G from equation (18):

$$\underline{Z}_{(2)GK} = K_G\left(R_{(2)G} + jX_{(2)G)}\right) = K_G\,\underline{Z}_{(2)G} \approx K_G\,\underline{Z}_G = K_G\left(R_G + jX''_d\right) \tag{19}$$

If the values of X''_d and X''_q are different, the value $X_{(2)G} = (X''_d + X''_q)/2$ can be used.

For the short-circuit impedance of synchronous generators in the zero-sequence system, the following applies with K_G from equation (18):

$$\underline{Z}_{(0)GK} = K_G\left(R_{(0)G} + jX_{(0)G}\right) \tag{20}$$

When an impedance is present between the starpoint of the generator and earth, the correction factor K_G shall not be applied to this impedance.

The need for the calculation of minimum short-circuit currents may arise because of underexcited operation of generators (low-load condition in cable systems or in systems including long overhead lines, hydro pumping stations). In this case special considerations beyond the scope and procedure given in this standard have to be taken into account (see for instance 2.2.1 of IEC 60909-1).

3.6.2 Synchronous compensators and motors

When calculating the initial symmetrical short-circuit current I''_k, the peak short-circuit current i_p, the symmetrical short-circuit breaking current I_b, and the steady-state short-circuit current I_k, synchronous compensators are treated in the same way as synchronous generators.

If synchronous motors have a voltage regulation, they are treated like synchronous generators. If not, they are subject to additional considerations.

3.7 Power station unit

3.7.1 Power station units with on-load tap-changer

For the calculation of short-circuit currents of power station units (S) with on-load tap-changer, the following equation for the impedance of the whole power station unit is used for short circuits on the high-voltage side of the unit transformer (see figure 11c):

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

$$\underline{Z}_S = K_S \left(t_r^2 \ \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV} \right) \tag{21}$$

avec le facteur de correction

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + \left| x''_d - x_T \right| \sin \varphi_{rG}} \tag{22}$$

où

$\underline{Z}_S$ est l'impédance corrigée du groupe de production avec changeur de prise en charge rapportée au côté haute tension;

$\underline{Z}_G$ est l'impédance subtransitoire de l'alternateur $\underline{Z}_G = R_G + \mathrm{j} X''_d$ (sans facteur de correction K_G);

$\underline{Z}_{THV}$ est l'impédance du transformateur de groupe côté haute tension (sans facteur de correction K_T);

U_{nQ} est la tension nominale du réseau au point de liaison Q de l'alimentation du groupe de production;

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur;

φ_{rG} est l'angle de phase entre $\underline{I}_{rG}$ et $\underline{U}_{rG}/\sqrt{3}$;

x''_d est la réactance subtransitoire relative de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée: $x''_d = X''_d / Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;

x_T est la réactance relative du transformateur de groupe en position principale du changeur de prise en charge: $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$;

t_r est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe: $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$.

Si la tension minimale de fonctionnement U^b_{Qmin}, ≥ U_{nQ} du côté haute tension du transformateur de groupe du groupe de production est bien établie à partir d'une longue expérience de fonctionnement du réseau, alors il est possible d'utiliser le produit $U_{nQ} \cdot U^b_{Qmin}$, à la place de U^2_{nQ} dans l'équation (22). Par contre, si on recherche le courant de court-circuit partiel le plus élevé d'un groupe de production, alors il convient d'utiliser U_{nQ} à la place de U^b_{Qmin}, c'est-à-dire qu'il convient de prendre l'équation (22).

On prend l'hypothèse selon laquelle la tension de fonctionnement aux bornes de l'alternateur est égale à U_{rG}. Si la tension U_G est en permanence supérieure à U_{rG}, alors il convient d'introduire $U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$ à la place de U_{rG}, avec par exemple $p_G = 0{,}05$.

Si seul un fonctionnement en surexcitation est envisagé, alors le facteur de correction K_S de l'équation (22) doit être utilisé pour le calcul des courants de court-circuit dissymétriques à la fois pour les impédances directe et inverse du groupe de production. Le facteur de correction K_S doit également être appliqué à l'impédance homopolaire du groupe de production, sauf en présence d'une composante d'impédance existant entre le nœud du transformateur et la terre.

Si un fonctionnement en sous-excitation du groupe de production est momentanément envisagé (par exemple jusqu'à un certain niveau, en particulier dans une centrale de pompage) alors ce n'est que pour le calcul des courants de court-circuit dissymétriques avec mise à la terre (voir figures 3c et 3d), que l'application de K_S conformément à l'équation (22) peut conduire à des résultats plutôt en deçà de la vérité. Dans ce cas des considérations particulières sont nécessaires, par exemple la méthode de superposition.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

$$\underline{Z}_S = K_S \left(t_r^2 \, \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV} \right) \tag{21}$$

with the correction factor

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{max}}{1 + |x''_d - x_T| \sin \varphi_{rG}} \tag{22}$$

where

$\underline{Z}_S$ is the corrected impedance of a power station unit with on-load tap-changer referred to the high-voltage side;

$\underline{Z}_G$ is the subtransient impedance of the generator $\underline{Z}_G = R_G + j X''_d$ (without correction factor K_G);

$\underline{Z}_{THV}$ is the impedance of the unit transformer related to the high-voltage side (without correction factor K_T);

U_{nQ} is the nominal system voltage at the feeder connection point Q of the power station unit;

U_{rG} is the rated voltage of the generator;

φ_{rG} is the phase angle between $\underline{I}_{rG}$ and $\underline{U}_{rG}/\sqrt{3}$;

x''_d is the relative subtransient reactance of the generator related to the rated impedance:
$x''_d = X''_d / Z_{rG}$ where $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;

x_T is the relative reactance of the unit transformer at the main position of the on-load tap-changer: $x_T = X_T / (U_{rT}^2 / S_{rT})$;

t_r is the rated transformation ratio of the unit transformer: $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$.

If the minimum operating voltage $U^b_{Qmin} \geq U_{nQ}$ at the high-voltage side of the unit transformer of the power station unit is well established from long-term operating experience of the system, then it is possible to use the product $U_{nQ} \cdot U^b_{Qmin}$ instead of of U^2_{nQ} in equation (22). If, on the other hand, the highest partial short-circuit current of a power station unit is searched for, then U_{nQ} should be used instead of U^b_{Qmin}, i.e. equation (22) should be chosen.

It is assumed that the operating voltage at the terminals of the generator is equal to U_{rG}. If the voltage U_G is permanently higher than U_{rG}, then $U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$ should be introduced instead of U_{rG}, with, for instance, $p_G = 0{,}05$.

If only overexcited operation is expected, then for the calculation of unbalanced short-circuit currents the correction factor K_S from equation (22) shall be used for both the positive-sequence and the negative-sequence system impedances of the power station unit. The correction factor K_S shall also be applied to the zero-sequence system impedance of the power station unit, excepting, if present, an impedance component between the star point of the transformer and earth.

If underexcited operation of the power station unit is expected at some time (for instance to a large extent especially in pumped storage plants), then only when calculating unbalanced short-circuit currents with earth connection (see figures 3c and 3d) the application of K_S according to equation (22) may lead to results at the non-conservative side. Special considerations are necessary in this case, for instance with the superposition method.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

En calculant le courant de court-circuit partiel I''_{kS} du côté haute tension de la plupart des transformateurs ou de l'élément de court-circuit total de l'emplacement du court-circuit côté haute tension d'une centrale, il n'est pas nécessaire de tenir compte de la contribution des moteurs reliés au transformateur existant, pour le calcul du court-circuit I''_{kS}.

NOTE La CEI 60909-4 donne dans ces cas des indications d'aide aux utilisateurs.

3.7.2 Groupe de production sans changeur de prise en charge

Pour le calcul des courants de court-circuit des groupes de production (SO) sans changeur de prise en charge, l'équation suivante pour l'impédance de l'ensemble du groupe de production est utilisée pour un court-circuit du côté haute tension du transformateur de groupe (voir figure 11c).

$$\underline{Z}_{SO} = K_{SO} \left(t_r^2 \, \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV} \right) \tag{23}$$

avec le facteur de correction

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} \left(1 + p_G\right)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot \left(1 \pm p_T\right) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x''_d \sin\varphi_{rG}} \tag{24}$$

où

$\underline{Z}_{SO}$ est l'impédance corrigée d'un groupe de production sans changeur de prise en charge correspondant au côté haute tension;

$\underline{Z}_G$ est l'impédance subtransitoire de l'alternateur $\underline{Z}_G = R_G + \mathrm{j} X''_d$ (sans facteur de correction K_G);

$\underline{Z}_{THV}$ est l'impédance du transformateur de groupe rapportée au côté haute tension (sans facteur de correction K_T);

U_{nQ} est la tension nominale du réseau au point de liaison à l'alimentation Q du groupe de production;

U_{rG} est la tension assignée de l'alternateur; $U_{Gmax} = U_{rG} (1 + p_G)$, avec par exemple $p_G = 0{,}05$ jusqu'à 0,10;

φ_{rG} est l'angle de phase entre $\underline{I}_{rG}$ et $\underline{U}_{rG}/\sqrt{3}$ (voir 3.6.1);

x''_d est la réactance subtransitoire relative de l'alternateur rapportée à l'impédance assignée $x''_d = X''_d / Z_{rG}$ où $Z_{rG} = U^2_{rG} / S_{rG}$;

t_r est le rapport de transformation assigné du transformateur de groupe $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$

$1 \pm p_T$ est le facteur à introduire si le transformateur de groupe a des prises à vide et si une de ces prises est utilisée en permanence. Dans le cas contraire, prendre $1 \pm p_T = 1$. Si on recherche le courant de court-circuit partiel le plus élevé possible du groupe de production du côté haute tension du transformateur avec des prises à vide, utiliser $1\text{-}p_T$.

Dans le cas de courts-circuits dissymétriques, le facteur de correction d'impédance K_{SO} de l'équation (24) doit être appliqué à la fois à l'impédance directe et à l'impédance inverse du groupe de production. Le facteur K_{SO} doit être appliqué à l'impédance homopolaire du groupe de production, sauf en présence d'une composante d'impédance entre le nœud du transformateur et la terre.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

When calculating the partial short-circuit current I''_{kS} at the high-voltage side of the unit transformer or the total short-circuit current at the short-circuit location on the high-voltage side of a power station unit, it is not necessary to take into account the contribution to the short-circuit I''_{kS} of the motors connected to the auxiliary transformer.

NOTE IEC 60909-4 provides help for users in such cases.

3.7.2 Power station units without on-load tap-changer

For the calculation of short-circuit currents of power station units (SO) without on-load tap-changer, the following equation for the impedance of the whole power station unit is used for a short circuit on the high-voltage side of the unit transformer (see figure 11c):

$$\underline{Z}_{SO} = K_{SO}\left(t_r^2\,\underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}\right) \tag{23}$$

with the correction factor

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}\,(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x''_d \sin\varphi_{rG}} \tag{24}$$

where

$\underline{Z}_{SO}$ is the corrected impedance of a power station unit without on-load tap-changer related to the high-voltage side;

$\underline{Z}_G$ is the subtransient impedance of the generator $\underline{Z}_G = R_G + \mathrm{j}\,X''_d$ (without correction factor K_G);

$\underline{Z}_{THV}$ is the impedance of the unit transformer related to the high-voltage side (without correction factor K_T);

U_{nQ} is the nominal system voltage at the feeder connection point Q of the power station unit

U_{rG} is the rated voltage of the generator; $U_{Gmax} = U_{rG}\,(1+p_G)$, with for instance $p_G = 0{,}05$ up to $0{,}10$;

φ_{rG} is the phase angle between $\underline{I}_{rG}$ and $\underline{U}_{rG}/\sqrt{3}$ (see 3.6.1);

x''_d is the relative subtransient reactance of the generator related to the rated impedance: $x''_d = X''_d/Z_{rG}$ where $Z_{rG} = U^2_{rG}/S_{rG}$;

t_r is the rated transformation ratio of the unit transformer $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$;

$1 \pm p_T$ is to be introduced if the unit transformer has off-load taps and if one of these taps is permanently used, if not choose $1 \pm p_T = 1$. If the highest partial short-circuit current of the power station unit at the high-voltage side of the unit transformer with off-load taps is searched for, choose $1\text{-}p_T$.

In the case of unbalanced short circuits, the impedance correction factor K_{SO} from equation (24) shall be applied to both the positive-sequence and the negative-sequence system impedances of the power station unit. The correction factor K_{SO} shall also be applied to the zero-sequence system impedance of the power station unit excepting, if present, an impedance component between the star point of the transformer and earth.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Le facteur de correction n'est pas conditionnel du fait que l'alternateur fût surexcité ou sous excité avant le court-circuit.

En calculant le courant de court-circuit partiel I''_{kSO} du côté haute tension de la plupart des transformateurs ou de l'élément de court-circuit total de l'emplacement du court-circuit côté haute tension d'une centrale, il n'est pas nécessaire de tenir compte de la contribution des moteurs reliés au transformateur existant, pour le calcul du court-circuit I''_{kSO}.

3.8 Moteurs asynchrones

3.8.1 Généralités

Les moteurs à moyenne et basse tension contribuent au courant de court-circuit symétrique initial I''_k, au courant de court-circuit de crête i_p, au courant symétrique de court-circuit coupé I_b et pour les courts-circuits dissymétriques, également au courant de court-circuit permanent I_k.

Les moteurs à moyenne tension doivent être pris en compte pour le calcul du courant de court-circuit maximal (voir 2.4 et 2.5). Les moteurs à basse tension doivent être pris en compte dans les auxiliaires de centrales, ainsi que dans les installations industrielles et analogues, par exemple dans les réseaux des industries chimiques et sidérurgiques et dans les stations de pompage.

Il est permis de négliger, dans les réseaux d'alimentation basse tension, la contribution des moteurs asynchrones au courant de court-circuit I''_k si leur contribution n'est pas supérieure à 5 % du courant de court-circuit initial I''_{kM} calculé sans moteurs.

$$\sum I_{rM} \leq 0{,}01\ I''_{kM} \tag{25}$$

où

ΣI_{rM} est la somme des courants assignés des moteurs reliés directement (sans transformateurs) au réseau où apparaît le court-circuit;

I''_{kM} est le courant de court-circuit symétrique initial sans influence des moteurs.

Dans le calcul des courants de court-circuit, il est permis de négliger ces moteurs moyenne et basse tension, quand, conformément au schéma de circuit (verrouillage) ou au processus de fonctionnement (réversibilité), ils ne sont pas en service en même temps.

L'impédance $\underline{Z}_M = R_M + jX_M$ des moteurs asynchrones dans les réseaux direct et inverse peut être déterminée par:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}\, I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \tag{26}$$

où

U_{rM} est la tension assignée du moteur;

I_{rM} est le courant assigné du moteur;

S_{rM} est la puissance apparente assignée du moteur ($S_{rM} = P_{rM}/(\eta_{rM} \cos\varphi_{rM})$;

I_{LR}/I_{rM} est le rapport du courant de rotor bloqué sur le courant assigné moteur.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

The correction factor is not conditional upon whether the generator was overexcited or underexcited before the short circuit.

When calculating the partial short-circuit current I''_{kSO} at the high-voltage side of the unit transformer or the total short-circuit current at the short-circuit location on the high-voltage side of a power station unit, it is not necessary to take into account the contribution to the short-circuit current I''_{kSO} of the motors connected to the auxiliary transformer.

3.8 Asynchronous motors

3.8.1 General

Medium-voltage motors and low-voltage motors contribute to the initial symmetrical short-circuit current I''_k, to the peak short-circuit current i_p, to the symmetrical short-circuit breaking current I_b and, for unbalanced short circuits, also to the steady-state short-circuit current I_k.

Medium-voltage motors have to be considered in the calculation of maximum short-circuit current (see 2.4 and 2.5). Low-voltage motors are to be taken into account in auxiliaries of power stations and in industrial and similar installations, for example in networks of chemical and steel industries and pump-stations.

The contribution of asynchronous motors in low-voltage power supply systems to the short-circuit current I''_k may be neglected if their contribution is not higher than 5 % of the initial short-circuit current I''_{kM} calculated without motors.

$$\sum I_{rM} \leq 0{,}01\ I''_{kM} \tag{25}$$

where

$\Sigma\, I_{rM}$ is the sum of the rated currents of motors connected directly (without transformers) to the network where the short circuit occurs;

I''_{kM} is the initial symmetrical short-circuit current without influence of motors.

In the calculation of short-circuit currents, those medium-voltage and low-voltage motors may be neglected, provided that, according to the circuit diagram (interlocking) or to the process (reversible drives), they are not switched in at the same time.

The impedance $\underline{Z}_M = R_M + jX_M$ of asynchronous motors in the positive- and negative-sequence systems can be determined by:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}\, I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \tag{26}$$

where

U_{rM} is the rated voltage of the motor;

I_{rM} is the rated current of the motor;

S_{rM} is the rated apparent power of the motor ($S_{rM} = P_{rM}/(\eta_{rM} \cos\varphi_{rM})$;

I_{LR}/I_{rM} is the ratio of the locked-rotor current to the rated current of the motor.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Si R_M/X_M est connu, alors X_M doit être calculé comme suit:

$$X_M = \frac{Z_M}{\sqrt{1 + (R_M/X_M)^2}} \quad (27)$$

Les relations suivantes peuvent être utilisées avec une précision suffisante:

$R_M/X_M = 0{,}10$, où $X_M = 0{,}995\ Z_M$ pour les moteurs à moyenne tension avec puissances P_{rM} par paire de pôles ≥1 MW;

$R_M/X_M = 0{,}15$, où $X_M = 0{,}989\ Z_M$ pour les moteurs moyenne tension avec puissances P_{rM} par paire de pôles <1 MW;

$R_M/X_M = 0{,}42$, où $X_M = 0{,}922\ Z_M$ pour les groupes de moteurs à basse tension avec câbles de liaison.

Pour le calcul des courants de court-circuit initiaux conformément à 4.2, les moteurs asynchrones sont remplacés par leurs impédances Z_M conformément à l'équation (26) dans les réseaux direct et inverse. L'impédance de réseau homopolaire $Z_{(0)M}$ du moteur doit être donnée par le constructeur, si nécessaire (voir 4.7).

3.8.2 Contribution des moteurs asynchrones aux courants de court-circuit

Il est permis de négliger les moteurs à moyenne et basse tension qui sont reliés par l'intermédiaire de transformateurs à deux enroulements au réseau dans lequel le court-circuit apparaît, dans le calcul des courants de court-circuit dans le cas d'un court-circuit au point Q (voir figure 9), si:

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \frac{0{,}8}{\left| \frac{c\,100 \sum S_{rT}}{\sqrt{3}\, U_{nQ}\, I''_{kQ}} - 0{,}3 \right|} \quad (28)$$

où

ΣP_{rM} est la somme des puissances actives assignées des moteurs à moyenne et basse tension à prendre en compte;

ΣS_{rT} est la somme des puissances apparentes assignées de tous les transformateurs alimentant directement les moteurs;

I''_{kQ} est le courant de court-circuit symétrique initial au point d'alimentation Q sans supplément des moteurs;

U_{nQ} est la tension nominale du réseau au point d'alimentation Q.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

If R_M/X_M is known, then X_M shall be calculated as follows:

$$X_M = \frac{Z_M}{\sqrt{1 + (R_M/X_M)^2}} \quad (27)$$

The following relations may be used with sufficient accuracy:

$R_M/X_M = 0{,}10$, with $X_M = 0{,}995\ Z_M$ for medium-voltage motors with powers P_{rM} per pair of poles ≥1 MW;

$R_M/X_M = 0{,}15$, with $X_M = 0{,}989\ Z_M$ for medium-voltage motors with powers P_{rM} per pair of poles <1 MW;

$R_M/X_M = 0{,}42$, with $X_M = 0{,}922\ Z_M$ for low-voltage motor groups with connection cables.

For the calculation of the initial short-circuit currents according to 4.2, asynchronous motors are substituted by their impedances Z_M according to equation (26) in the positive-sequence and negative-sequence systems. The zero-sequence system impedance $Z_{(0)M}$ of the motor shall be given by the manufacturer, if needed (see 4.7).

3.8.2 Contribution to short-circuit currents by asynchronous motors

Medium- and low-voltage motors, which are connected by two-winding transformers to the network in which the short circuit occurs, may be neglected in the calculation of short-circuit currents for a short circuit at the feeder connection point Q (see figure 9), if:

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \frac{0{,}8}{\left| \frac{c\,100 \sum S_{rT}}{\sqrt{3}\, U_{nQ}\, I''_{kQ}} - 0{,}3 \right|} \quad (28)$$

where

ΣP_{rM} is the sum of the rated active powers of the medium-voltage and the low-voltage motors which shall be considered;

ΣS_{rT} is the sum of the rated apparent powers of all transformers, through which the motors are directly fed;

I''_{kQ} is the initial symmetrical short-circuit current at the feeder connection point Q without supplement of the motors;

U_{nQ} is the nominal voltage of the system at the feeder connection point Q.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

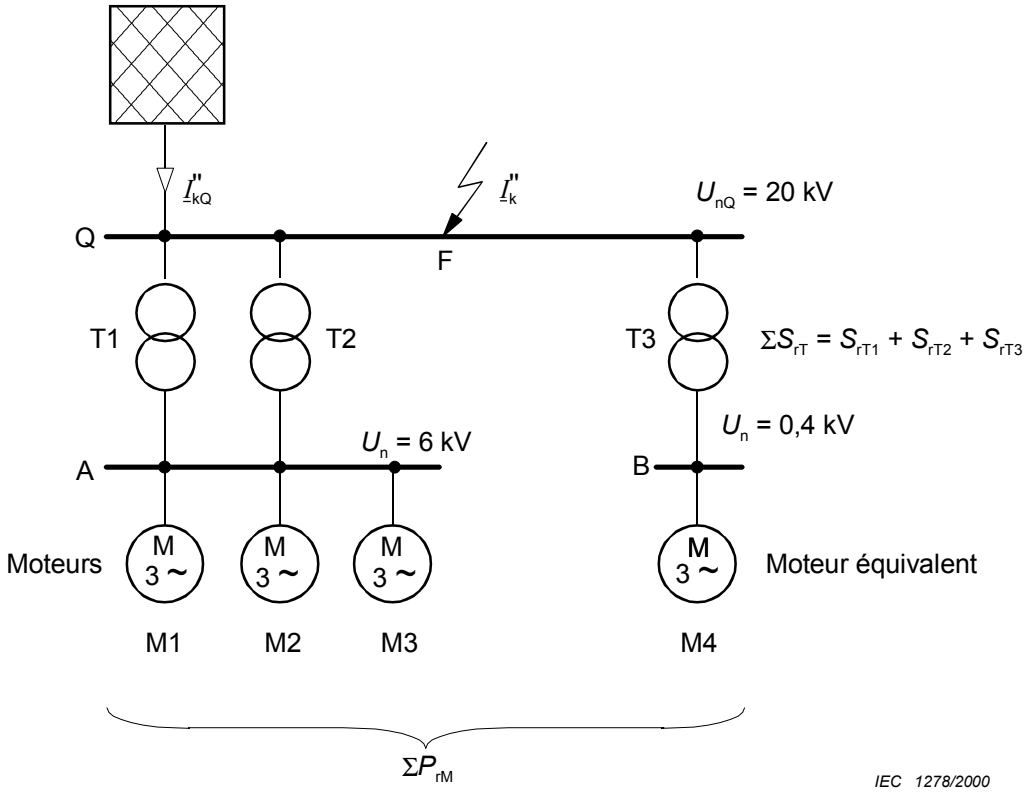


Figure 9 – Exemple illustrant l'estimation de la contribution des moteurs asynchrones rapportée au courant de court-circuit total

Les moteurs basse tension sont généralement reliés au jeu de barres par des câbles de différentes longueurs et sections. Afin de simplifier les calculs, il est permis de combiner les groupes de moteurs y compris leurs câbles de liaison, en un moteur équivalent unique; voir le moteur M4 à la figure 9.

Pour ces moteurs asynchrones équivalents, y compris leurs câbles de liaison, on peut prendre

Z_M conformément à l'équation (26);

I_{rM} comme somme des courants assignés de tous les moteurs dans un groupe de moteurs (moteur équivalent);

I_{LR}/I_{rM} = 5;

R_M/X_M = 0,42, respectivement κ_M = 1,3;

P_{rM}/p = 0,05 MW à défaut d'une valeur connue, avec p le nombre de paires de pôles.

Pour un court-circuit sur le jeu de barres B de la figure 9, le courant de court-circuit partiel du groupe de moteurs basse tension M4 peut être négligé si la condition $I_{rM4} \leq 0{,}01\ I''_{kT3}$ est satisfaite. I_{rM4} est le courant assigné du moteur équivalent M4. I''_{kT3} est le courant de court-circuit symétrique initial du côté basse tension du transformateur T3 pendant un court-circuit en B sans contribution du moteur équivalent M4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

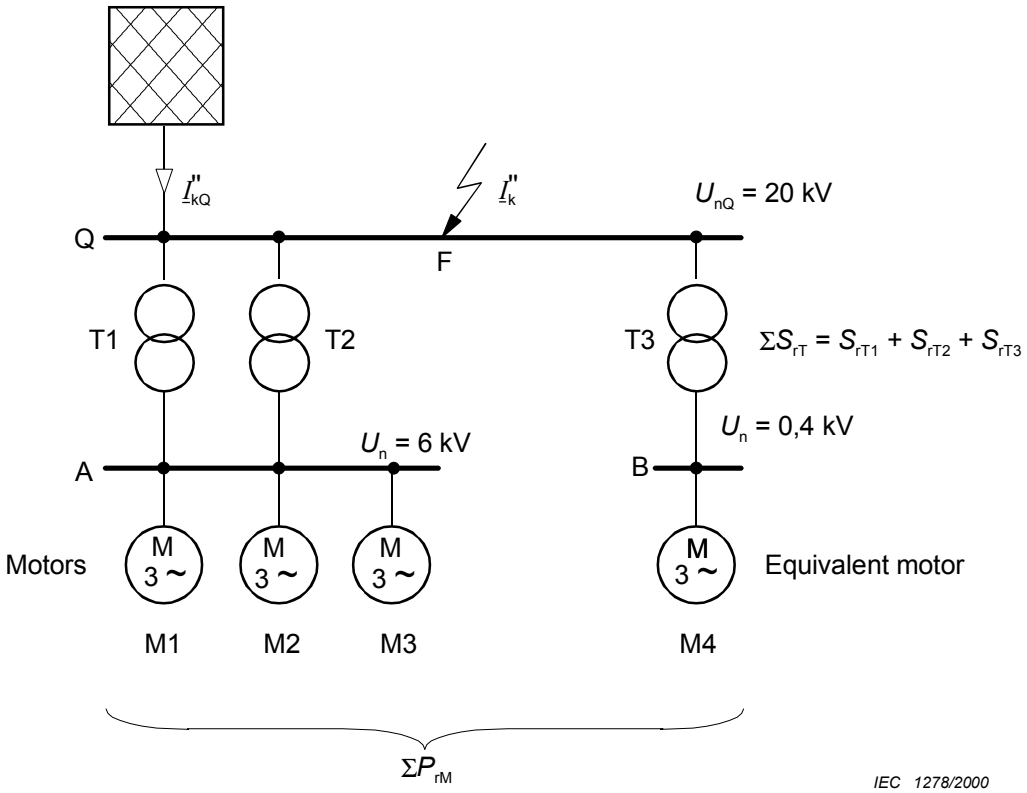


Figure 9 – Example for the estimation of the contribution from the asynchronous motors in relation to the total short-circuit current

Low-voltage motors are usually connected to the busbar by cables with different lengths and cross-sections. For simplification of the calculation, groups of motors including their connection cables may be combined to a single equivalent motor (see motor M4 in figure 9).

For these equivalent asynchronous motors, including their connection cables, the following may be used:

Z_M is the impedance according to equation (26);

I_{rM} is the sum of the rated currents of all motors in a group of motors (equivalent motor);

I_{LR}/I_{rM} = 5;

R_M/X_M = 0,42, leading to κ_M = 1,3;

P_{rM}/p = 0,05 MW if nothing definite is known, where p is the number of pairs of poles.

For a short circuit at the busbar B in figure 9, the partial short-circuit current of the low-voltage motor group M4 may be neglected, if the condition $I_{rM4} \leq 0{,}01\, I''_{kT3}$ holds. I_{rM4} is the rated current of the equivalent motor M4. I''_{kT3} is the initial symmetrical short-circuit current at the low-voltage side of the transformer T3 during a short circuit at B without contribution from the equivalent motor M4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Dans le cas d'un court-circuit côté moyenne tension (par exemple point de court-circuit Q ou A à la figure 9) il est possible de simplifier le calcul de Z_M conformément à l'équation (26) avec par exemple le courant assigné du transformateur T3 ($I_{rT3\ LV}$) à la figure 9 à la place du courant assigné I_{rM4} du moteur équivalent M4.

L'estimation conformément à l'équation (28) n'est pas autorisée dans le cas de transformateurs à trois enroulements.

3.9 Convertisseurs statiques

Les moteurs à convertisseur statique réversibles (par exemple moteurs de laminoir) ne sont pris en compte que pour les courts-circuits triphasés, si les masses tournantes des moteurs et l'équipement statique contribuent au freinage par récupération d'énergie (fonctionnement transitoire inversé) au moment du court-circuit. Ils ne contribuent qu'au courant de court-circuit symétrique initial I''_k et au courant de court-circuit de crête i_p. Ils ne contribuent pas au courant de court-circuit symétrique coupé I_b ni au courant de court-circuit permanent I_k.

En conséquence, les moteurs à convertisseur statique réversibles sont traités pour le calcul des courants de court-circuit comme des moteurs asynchrones. On prend:

Z_M conformément à l'équation (26);

U_{rM} comme tension assignée du transformateur à convertisseur statique du côté réseau ou tension assignée du convertisseur statique, en l'absence de transformateur;

I_{rM} comme courant assigné du transformateur à convertisseur statique du côté réseau ou courant assigné du convertisseur statique, en l'absence de transformateur;

$I_{LR}/I_{rM} = 3$;

$R_M/X_M = 0{,}10$ avec $X_M = 0{,}995\ Z_M$.

Dans le cadre de cette norme, on ne tient pas compte des autres convertisseurs statiques, pour le calcul des courants de court-circuit.

3.10 Capacités et charges non rotatives

Les méthodes de calcul données à l'article 2 autorisent à ne pas tenir compte, comme indiqué en 2.3.2, des capacités de ligne, des admittances en parallèle et des charges non tournantes, à l'exception de celles du réseau homopolaire.

Quel que soit le moment d'apparition des courts-circuits, il est permis de négliger le courant de décharge des condensateurs en parallèle pour le calcul du courant de court-circuit de crête.

L'effet des condensateurs en série peut être négligé dans le calcul des courants de court-circuit si ils sont équipés de dispositifs limiteurs de tension en parallèle, qui fonctionnent en cas de court-circuit.

Dans le cas de réseaux de transport de courant continu haute tension, les bancs de condensateurs et les filtres doivent faire l'objet d'une attention particulière lors du calcul des courants de court-circuit alternatifs.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

In the case of a short circuit on the medium-voltage side (for example, short-circuit locations Q or A in figure 9), it is possible to simplify the calculation of Z_M according to equation (26) with, for instance, the rated current of the transformer T3 ($I_{rT3\ LV}$) in figure 9 instead of the rated current I_{rM4} of the equivalent motor M4.

The estimation according to equation (28) is not allowed in the case of three-winding transformers.

3.9 Static converters

Reversible static converter-fed drives (for example, rolling mill drives) are considered for three-phase short circuits only, if the rotational masses of the motors and the static equipment provide reverse transfer of energy for deceleration (a transient inverter operation) at the time of short circuit. Then they contribute only to the initial symmetrical short-circuit current I''_k and to the peak short-circuit current i_p. They do not contribute to the symmetrical short-circuit breaking current I_b and the steady-state short-circuit current I_k.

As a result, reversible static converter-fed drives are treated for the calculation of short-circuit currents in a similar way as asynchronous motors. The following applies:

Z_M is the impedance according to equation (26);

U_{rM} is the rated voltage of the static converter transformer on the network side or rated voltage of the static converter, if no transformer is present;

I_{rM} is the rated current of the static converter transformer on the network side or rated current of the static converter, if no transformer is present;

$I_{LR}/I_{rM} = 3$;

$R_M/X_M = 0{,}10$ with $X_M = 0{,}995\ Z_M$.

All other static converters are disregarded for the short-circuit current calculation according to this standard.

3.10 Capacitors and non-rotating loads

The calculation methods given in clause 2 allow for line capacitances, parallel admittances and non-rotating loads as stated in 2.3.2 not to be taken into account, except those of the zero-sequence system.

Regardless of the time of short-circuit occurrence, the discharge current of the shunt capacitors may be neglected for the calculation of the peak short-circuit current.

The effect of series capacitors can be neglected in the calculation of short-circuit currents, if they are equipped with voltage-limiting devices in parallel, acting if a short circuit occurs.

In the case of high-voltage direct-current transmission systems, the capacitor banks and filters need special considerations, when calculating a.c. short-circuit currents.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4 Calcul des courants de court-circuit

4.1 Généralités

Dans le cas d'un court-circuit éloigné d'un alternateur, le courant de court-circuit peut être considéré comme la somme des deux composantes suivantes:

– la composante alternative d'amplitude constante pendant toute la durée du court-circuit;
– la composante continue apériodique de valeur initiale A et décroissant jusqu'à zéro.

La figure 1 donne schématiquement l'allure générale du courant de court-circuit dans le cas d'un court-circuit éloigné d'un alternateur. Les composantes alternatives symétriques I''_k, I_b et I_k sont exprimées en valeur efficace et ont une amplitude voisine.

Les courts-circuits à alimentation unique à travers un transformateur conformément à la figure 4, peuvent a priori être considérés comme des courts-circuits éloignés d'un alternateur si $X_{TLVK} \geq 2\ X_{Qt}$, X_{Qt} étant calculé conformément à 3.2 et $X_{TLVK} = K_T X_{TLV}$, conformément à 3.3.

Dans le cas d'un court-circuit proche d'un alternateur, le courant de court-circuit peut être considéré comme la somme des deux composantes suivantes:

– la composante alternative d'amplitude décroissante pendant le court-circuit,
– la composante apériodique continue de valeur initiale A et décroissant vers zéro.

Dans le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alimentés par des alternateurs, des groupes de production et des moteurs (courts-circuits proches d'un alternateur et/ou proches d'un moteur), il est utile de connaître non seulement le courant de court-circuit symétrique initial I''_k et la valeur de crête du courant de court-circuit i_p, mais également le courant de court-circuit symétrique coupé I_b et le courant de court-circuit permanent I_k. Dans ce cas, le courant de court-circuit symétrique coupé I_b est inférieur au courant de court-circuit symétrique initial I''_k. Normalement, le courant de court-circuit permanent I_k est inférieur au courant de court-circuit symétrique coupé I_b.

Dans un court-circuit proche d'un alternateur, le courant de court-circuit se comporte généralement comme indiqué à la figure 2. Dans certains cas spéciaux, il peut arriver que le courant de court-circuit décroissant ne s'annule pour la première fois que quelques périodes après l'apparition du court-circuit. Cela est possible si la constante de temps continue d'une machine synchrone est supérieure à sa constante de temps subtransitoire. Ce phénomène n'est pas traité dans le présente norme.

La composante apériodique décroissante $i_{d.c.}$ du courant de court-circuit peut être calculée conformément à 4.4.

Pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial, il est permis de prendre $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$.

Le type de court-circuit qui conduit au courant de court-circuit le plus élevé dépend des valeurs des impédances directe, inverse et homopolaire de court-circuit du réseau. La figure 10 illustre cela pour le cas spécial où $\underline{Z}_{(0)}$, $\underline{Z}_{(1)}$ et $\underline{Z}_{(2)}$ ont le même angle d'impédance. Cette figure est utile pour l'information mais il convient de ne pas l'utiliser à la place du calcul.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,,,--`-`,,`,,`,`,,---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4 Calculation of short-circuit currents

4.1 General

In the case of a far-from-generator short circuit, the short-circuit current can be considered as the sum of the following two components:

– the a.c. component with constant amplitude during the whole short circuit,
– the aperiodic d.c. component beginning with an initial value A and decaying to zero.

Figure 1 gives schematically the general course of the short-circuit current in the case of a far-from-generator short circuit. The symmetrical a.c. currents I''_k, I_b and I_k are r.m.s. values and are nearly equal in magnitude.

Single-fed short circuits supplied by a transformer according to figure 4, may *a priori* be regarded as far-from-generator short circuits if $X_{TLVK} \geq 2X_{Qt}$ with X_{Qt} calculated in accordance with 3.2 and $X_{TLVK} = K_T X_{TLV}$ in accordance with 3.3.

In the case of a near-to-generator short circuit, the short-circuit current can be considered as the sum of the following two components:

– the a.c. component with decaying amplitude during the short circuit,
– the aperiodic d.c. component beginning with an initial value A and decaying to zero.

In the calculation of the short-circuit currents in systems supplied by generators, power-station units and motors (near-to-generator and/or near-to-motor short circuits), it is of interest not only to know the initial symmetrical short-circuit current I''_k and the peak short-circuit current i_p, but also the symmetrical short-circuit breaking current I_b and the steady-state short-circuit current I_k. In this case, the symmetrical short-circuit breaking current I_b is smaller than the initial symmetrical short-circuit current I''_k. Normally, the steady-state short-circuit current I_k is smaller than the symmetrical short-circuit breaking current I_b.

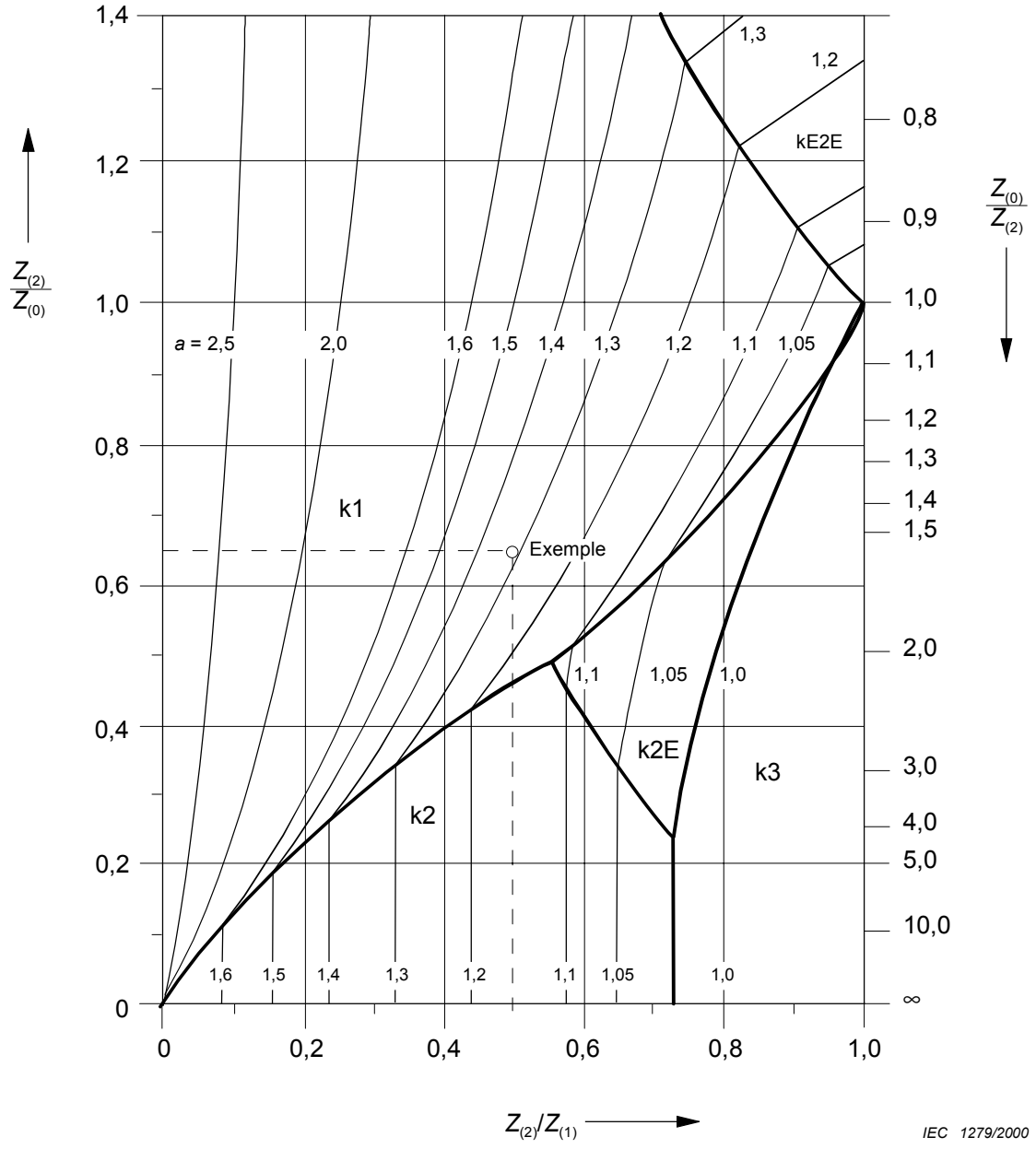
In a near-to-generator short circuit, the short-circuit current behaves generally as shown in figure 2. In some special cases, it could happen that the decaying short-circuit current reaches zero for the first time, some cycles after the short circuit took place. This is possible if the d.c. time constant of a synchronous machine is larger than the subtransient time constant. This phenomenon is not dealt with in this standard.

The decaying aperiodic component $i_{d.c.}$ of the short-circuit current can be calculated according to 4.4.

For the calculation of the initial symmetrical short-circuit current, it is allowed to take $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$.

The type of short circuit which leads to the highest short-circuit current depends on the values of the positive-sequence, negative-sequence, and zero-sequence short-circuit impedances of the system. figure 10 illustrates this for the special case where $\underline{Z}_{(0)}$, $\underline{Z}_{(1)}$ and $\underline{Z}_{(2)}$ have the same impedance angle. This figure is useful for information but should not be used instead of calculation.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS



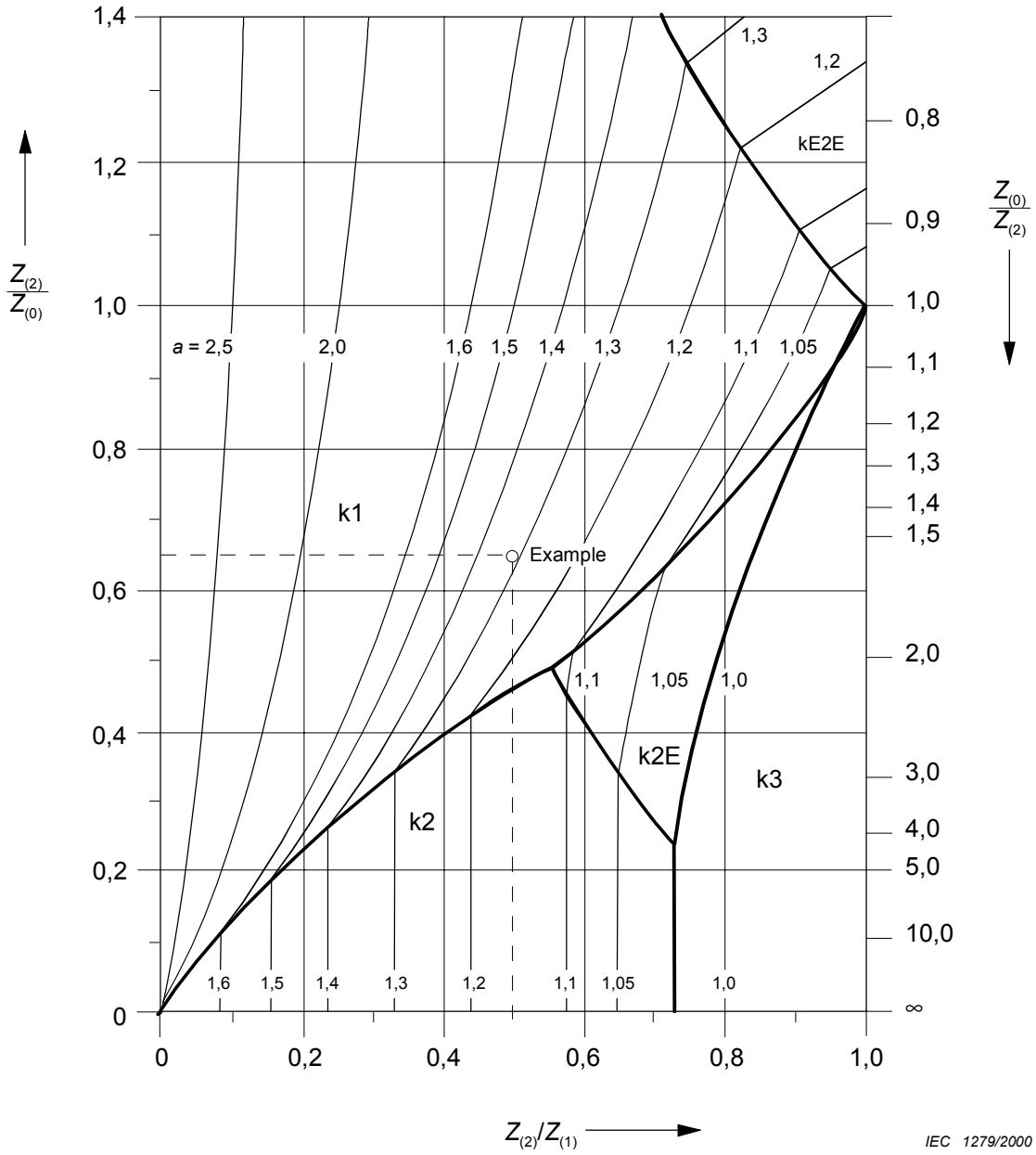
$$a = \frac{\text{Courant de court-circuit dissymétrique}}{\text{Courant de court-circuit triphasé}}$$

Exemple:

$Z_{(2)}/Z_{(1)} = 0{,}5$
$Z_{(2)}/Z_{(0)} = 0{,}65$
} Le court-circuit monophasé donnera le courant de court-circuit le plus élevé

Figure 10 – Schéma pour déterminer le type de court-circuit (figure 3) pour le courant de court-circuit le plus élevé rapporté au courant de court-circuit triphasé symétrique au point de court-circuit lorsque les angles d'impédance des impédances séquentielles $\underline{Z}_{(1)}$, $\underline{Z}_{(2)}$, $\underline{Z}_{(0)}$ sont identiques

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS



$$a = \frac{\text{Unbalanced short-circuit current}}{\text{Three-phase short-circuit current}}$$

Example:

$Z_{(2)}/Z_{(1)} = 0{,}5$
$Z_{(2)}/Z_{(0)} = 0{,}65$
} The single line-to-earth short circuit will give the highest short-circuit current

Figure 10 – Diagram to determine the short-circuit type (figure 3) for the highest short-circuit current referred to the symmetrical three-phase short-circuit current at the short-circuit location when the impedance angles of the sequence impedances $\underline{Z}_{(1)}$, $\underline{Z}_{(2)}$, $\underline{Z}_{(0)}$ are identical

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Pour le calcul du courant de court-circuit symétrique initial I''_k, du courant de court-circuit symétrique coupé I_b, et du courant de court-circuit permanent I_k au point de court-circuit, il est permis de réduire le réseau en une impédance de court-circuit équivalente $\underline{Z}_k$ au point de court-circuit. Cette procédure n'est pas autorisée pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit i_p. Dans ce cas, il est nécessaire de distinguer les réseaux avec ou sans branches en parallèle (voir 4.3.1.1 et 4.3.1.2).

Lorsqu'on utilise des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant pour protéger les sous-stations, le courant de court-circuit symétrique initial est d'abord calculé comme si ces dispositifs n'étaient pas disponibles. On détermine le courant de coupure à partir du courant de court-circuit symétrique initial calculé et des courbes caractéristiques des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant; il correspond à la valeur de crête du courant de court-circuit de la sous-station en aval.

Les courts-circuits peuvent avoir une ou plusieurs sources comme indiqué aux figures 11, 12 et 14. Les calculs les plus simples concernent les défauts symétriques des réseaux radiaux, dans la mesure où les contributions individuelles à un court-circuit symétrique peuvent être évaluées séparément pour chaque source (figures 12 ou 13).

Quand les sources sont distribuées sur un réseau maillé comme à la figure 14 et dans tous les cas de courts-circuits dissymétriques, une réduction de réseau est nécessaire pour calculer les impédances de court-circuit $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$ et $\underline{Z}_{(0)}$ au point de court-circuit.

4.2 Courants de court-circuit symétrique initial I''_k

Pour le cas habituel avec $\underline{Z}_{(0)}$ supérieur à $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$, le courant de court-circuit initial le plus élevé apparaîtra pour le court-circuit triphasé. Cependant, pour les courts-circuits proches des transformateurs avec faible impédance homopolaire, il est admis que $\underline{Z}_{(0)}$ soit inférieure à $\underline{Z}_{(1)}$. Dans ce cas, le courant de court-circuit initial le plus élevé I''_{kE2E} apparaîtra pour un court-circuit biphasé avec mise à la terre; voir figure 11 pour $\underline{Z}_{(2)}/\underline{Z}_{(1)} = 1$ et $\underline{Z}_{(2)}/\underline{Z}_{(0)} > 1$ où $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$.

4.2.1 Courts-circuits triphasés

En général, le courant de court-circuit symétrique initial I''_k doit être calculé en utilisant l'équation (29) avec la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit et l'impédance de court-circuit $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$.

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \tag{29}$$

La source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ doit être introduite au point de court-circuit (voir figure 4) avec le facteur c conformément au tableau 1.

4.2.1.1 Courts-circuits à alimentation unique

Pour un court-circuit éloigné d'un alternateur alimenté par une source unique (voir figure 11a), le courant de court-circuit est calculé en utilisant l'équation (29).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

For the calculation of the initial symmetrical short-circuit current I''_k the symmetrical short-circuit breaking current I_b, and the steady-state short-circuit current I_k at the short-circuit location, the system may be converted by network reduction into an equivalent short-circuit impedance $\underline{Z}_k$ at the short-circuit location. This procedure is not allowed when calculating the peak short-circuit current i_p. In this case, it is necessary to distinguish between networks with and without parallel branches (see 4.3.1.1 and 4.3.1.2).

While using fuses or current-limiting circuit-breakers to protect substations, the initial symmetrical short-circuit current is first calculated as if these devices were not available. From the calculated initial symmetrical short-circuit current and characteristic curves of the fuses or current-limiting circuit-breakers, the cut-off current is determined, which is the peak short-circuit current of the downstream substation.

Short circuits may have one or more sources, as shown in figures 11, 12, and 14. Calculations are simplest for balanced short circuits on radial systems, as the individual contributions to a balanced short circuit can be evaluated separately for each source (figures 12 or 13).

When sources are distributed in meshed network as in figure 14, and for all cases of unbalanced short circuits, network reduction is necessary to calculate short-circuit impedances $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$ and $\underline{Z}_{(0)}$ at the short-circuit location.

4.2 Initial symmetrical short-circuit current I''_k

For the common case when $\underline{Z}_{(0)}$ is larger than $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$, the highest initial short-circuit current will occur for the three-phase short circuit. However, for short circuits near transformers with low zero-sequence impedance, $\underline{Z}_{(0)}$ may be smaller than $\underline{Z}_{(1)}$. In that case, the highest initial short-circuit current I''_{kE2E} will occur for a line-to-line short circuit with earth connection (see figure 11 for $\underline{Z}_{(2)}/\underline{Z}_{(1)} = 1$ and $\underline{Z}_{(2)}/\underline{Z}_{(0)} > 1$ where $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$).

4.2.1 Three-phase short circuit

In general, the initial symmetrical short-circuit current I''_k shall be calculated using equation (29) with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location and the short-circuit impedance $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$.

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \tag{29}$$

The equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ shall be introduced at the short-circuit location (see figure 4) with the factor c according to table 1.

4.2.1.1 Single-fed short circuits

For a far-from-generator short circuit fed from a single source (see figure 11a), the short-circuit current is calculated using equation (29).

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

avec

$$R_k = R_{Qt} + R_{TK} + R_L \tag{30}$$

$$X_k = X_{Qt} + X_{TK} + X_L \tag{31}$$

où

R_k et X_k correspondent à la somme des résistances, respectivement des réactances, connectées en série du réseau direct, conformément à la figure 11 a. R_L est la résistance de ligne pour une température du conducteur de 20 °C, lors du calcul des courants de court-circuit maximaux.

L'impédance de transformateur corrigée $\underline{Z}_{TK} = R_{TK} + jX_{TK} = K_T\,(R_T + jX_T)$ est obtenue à partir des équations (7) à (9), ou (10) à (11) avec le facteur de correction K_T obtenu à partir de l'équation (12) ou (13).

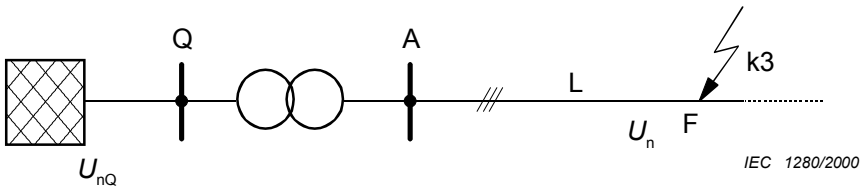


Figure 11a – Court-circuit alimenté depuis un réseau d'alimentation par l'intermédiaire d'un transformateur

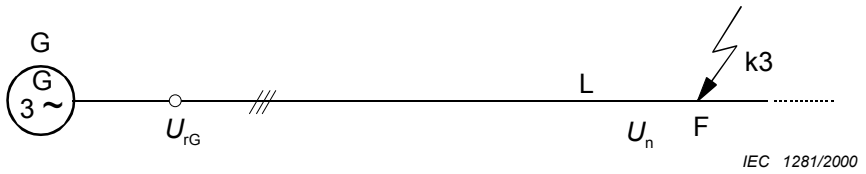


Figure 11b – Court-circuit alimenté depuis un générateur (sans transformateur de groupe)

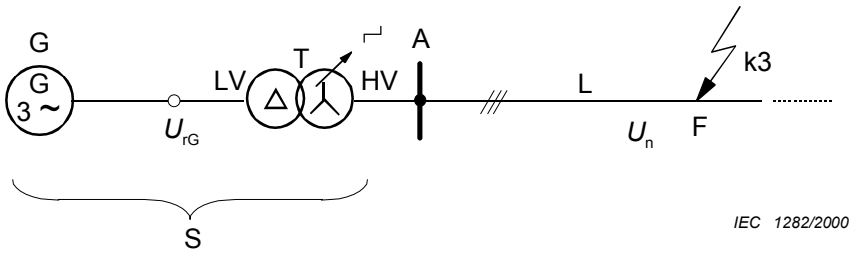


Figure 11c – Court-circuit alimenté depuis un groupe de production (générateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge)

Figure 11 – Exemples de courts-circuits à alimentation unique

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

with

$$R_k = R_{Qt} + R_{TK} + R_L \tag{30}$$

$$X_k = X_{Qt} + X_{TK} + X_L \tag{31}$$

where

R_k and X_k are the sum of the series-connected resistances and reactances of the positive-sequence system respectively, in accordance with figure 11a. R_L is the line resistance for a conductor temperature of 20 °C, when calculating the maximum short-circuit currents.

The corrected transformer impedance $\underline{Z}_{TK} = R_{TK} + jX_{TK} = K_T\,(R_T + jX_T)$ is found from equations (7) to (9), or (10) to (11) with the correction factor K_T from equation (12) or (13).

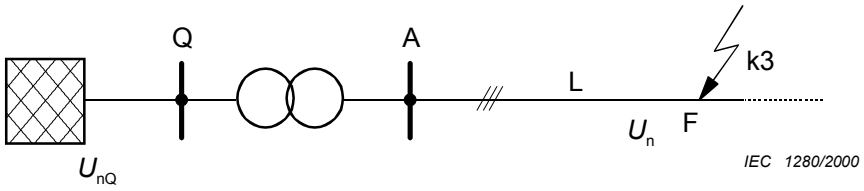


Figure 11a – Short circuit fed from a network feeder via a transformer

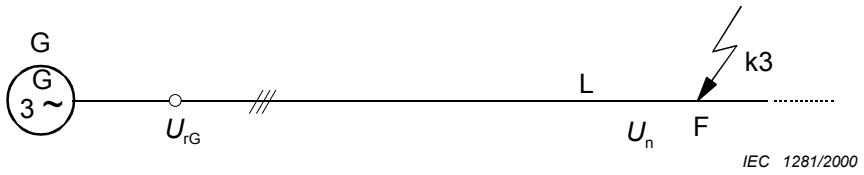


Figure 11b – Short circuit fed from one generator (without unit transformer)

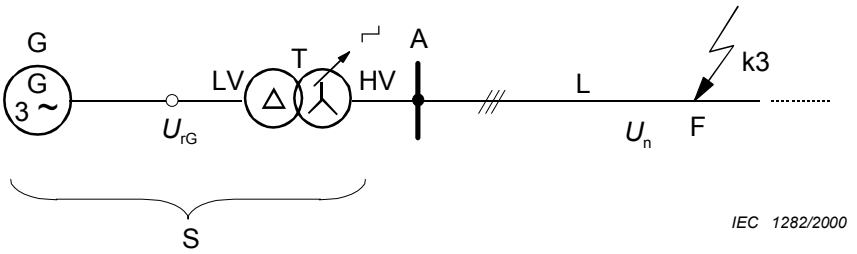


Figure 11c – Short circuit fed from one power station unit (generator and unit transformer with or without on-load tap-changer)

Figure 11 – Examples of single-fed short circuits

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Il est permis de négliger les résistances R_k inférieures $0{,}3 \cdot X_k$. L'impédance de la ligne d'alimentation du réseau $\underline{Z}_{Qt} = R_{Qt} + jX_{Qt}$ est rapportée à la tension du côté transformateur relié au point de court-circuit. (Dans le cas de la figure 4, par exemple, du côté BT).

Pour les exemples des figures 11b et 11c, le courant de court-circuit symétrique initial est calculé avec les impédances corrigées du générateur et du groupe de production (voir 3.6.1 et 3.7), en série avec une impédance de ligne $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$. Les impédances de court-circuit pour les exemples des figures 11b et 11c sont données par les équations suivantes:

Exemple figure 11b: $$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{GK} + \underline{Z}_L = K_G \left(R_G + jX''_d\right) + \underline{Z}_L \quad (32)$$

Exemple figure 11c: $$\underline{Z}_k = \underline{Z}_S + \underline{Z}_L = K_S \left(t_r^2 \, \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}\right) + \underline{Z}_L \quad (33)$$

$\underline{Z}_{GK}$ doit être déterminé par l'équation (17), $\underline{Z}_S$ par l'équation (21) ou (23) avec K_S ou K_{SO} conformément à l'équation (22) ou (24). L'impédance de l'alternateur doit être transposée du côté haute tension en utilisant le rapport de transformation assigné t_r. L'impédance du transformateur de groupe $\underline{Z}_{THV} = R_{THV} + jX_{THV}$ conformément aux équations (7) à (9) sans que K_T soit rapportée au côté haute tension.

4.2.1.2 Courts-circuits alimentés par des réseaux non maillés

Lorsque plus d'une source contribue au courant de court-circuit et que les sources sont indépendantes, comme par exemple à la figure 12, le courant de court-circuit symétrique initial I''_k au point de court-circuit F est la somme des courants de court-circuit des branches individuelles. Chaque courant de court-circuit de branche peut être calculé comme un courant de court-circuit triphasé indépendant de source unique conformément à l'équation (29) et à l'information donnée en 4.2.1.1.

Le courant de court-circuit initial au point de court-circuit F est la somme des phaseurs des courants de court-circuit individuels partiels (voir figure 12):

$$\underline{I}''_k = \sum_i \underline{I}''_{ki} \quad (34)$$

Pour la précision de la présente norme, il est souvent suffisant de déterminer le courant de court-circuit au point de court-circuit F comme étant la somme des valeurs absolues des courants de court-circuit partiels individuels.

En général, le calcul conformément à 4.2.1.5 pour les réseaux maillés doit être préféré, en particulier si des programmes numériques sont utilisés.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Resistances R_k less than $0{,}3 \cdot X_k$ may be neglected. The impedance of the network feeder $\underline{Z}_{Qt} = R_{Qt} + jX_{Qt}$ is referred to the voltage of the transformer side connected to the short-circuit location. (In the case of figure 4, for instance, to the LV side).

For the examples in figures 11b and 11c, the initial symmetrical short-circuit current is calculated with the corrected impedances of the generator and the power station unit (see 3.6.1 and 3.7) in series with a line impedance $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$. The short-circuit impedances for the examples in figures 11b and 11c are given by the following equations:

Example figure 11b: $$\underline{Z}_k = \underline{Z}_{GK} + \underline{Z}_L = K_G \left(R_G + jX''_d\right) + \underline{Z}_L \quad (32)$$

Example figure 11c: $$\underline{Z}_k = \underline{Z}_S + \underline{Z}_L = K_S \left(t_r^2 \, \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}\right) + \underline{Z}_L \quad (33)$$

$\underline{Z}_{GK}$ shall be determined from equation (17), $\underline{Z}_S$ from equation (21) or (23) with K_S or K_{SO} according to equation (22) or (24). The generator impedance shall be transferred to the high-voltage side using the rated transformation ratio t_r. The unit transformer impedance $\underline{Z}_{THV} = R_{THV} + jX_{THV}$ according to equations (7) to (9) without K_T is referred to the high-voltage side.

4.2.1.2 Short circuits fed from non-meshed networks

When there is more than one source contributing to the short-circuit current, and the sources are unmeshed, as shown for instance in figure 12, the initial symmetrical short-circuit current I''_k at the short-circuit location F is the sum of the individual branch short-circuit currents. Each branch short-circuit current can be calculated as an independent single-source three-phase short-circuit current in accordance with equation (29) and the information given in 4.2.1.1.

The initial short-circuit current at the short-circuit location F is the phasor sum of the individual partial short-circuit currents (see figure 12):

$$\underline{I}''_k = \sum_i \underline{I}''_{ki} \quad (34)$$

Within the accuracy of this standard, it is often sufficient to determine the short-circuit current at the short-circuit location F as being the sum of the absolute values of the individual partial short-circuit currents.

In general, the calculation according to 4.2.1.5 for meshed networks is to be preferred, especially if digital programs are used.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

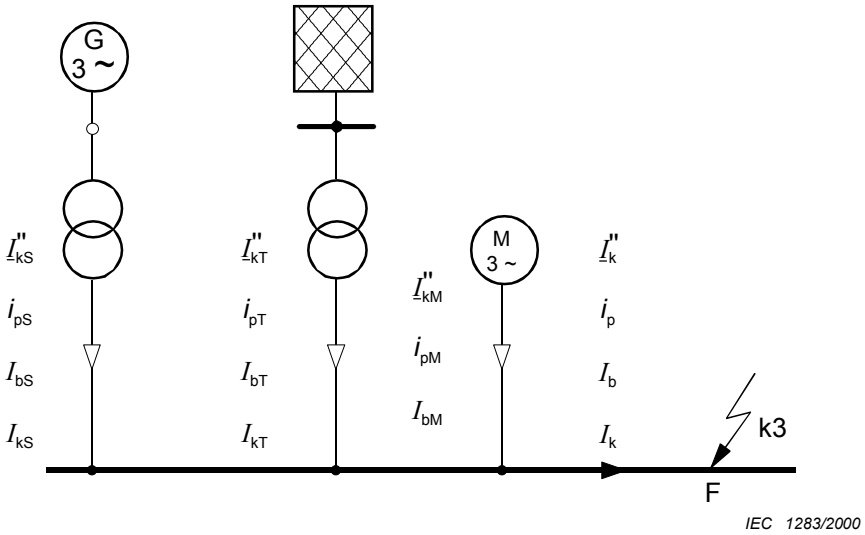


Figure 12 – Exemple de réseau non maillé

4.2.1.3 Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge

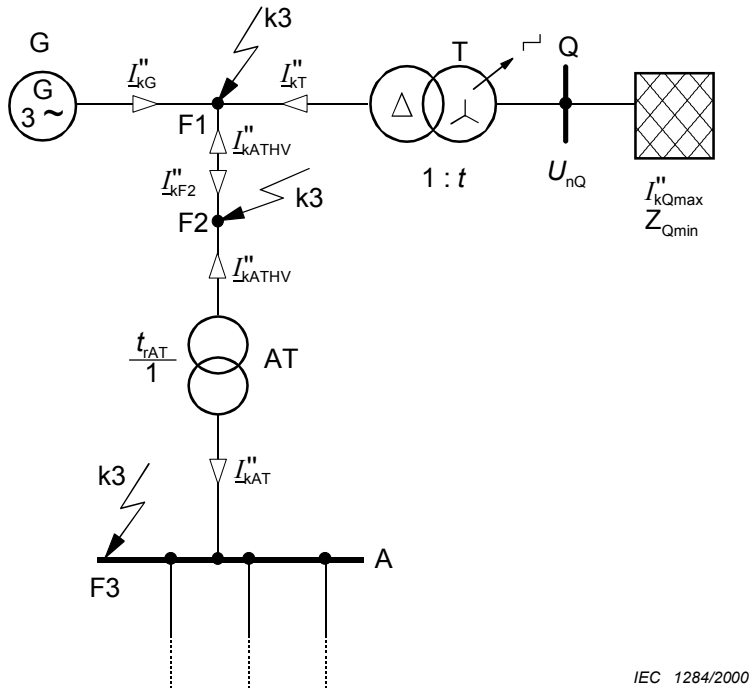


Figure 13 – Courants de court-circuit et courants de court-circuit partiels pour les courts-circuits triphasés entre alternateur et transformateur de groupe avec ou sans changeur de prise en charge, ou au point de liaison vers le transformateur auxiliaire d'un groupe de production et au niveau de la barre auxiliaire A

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

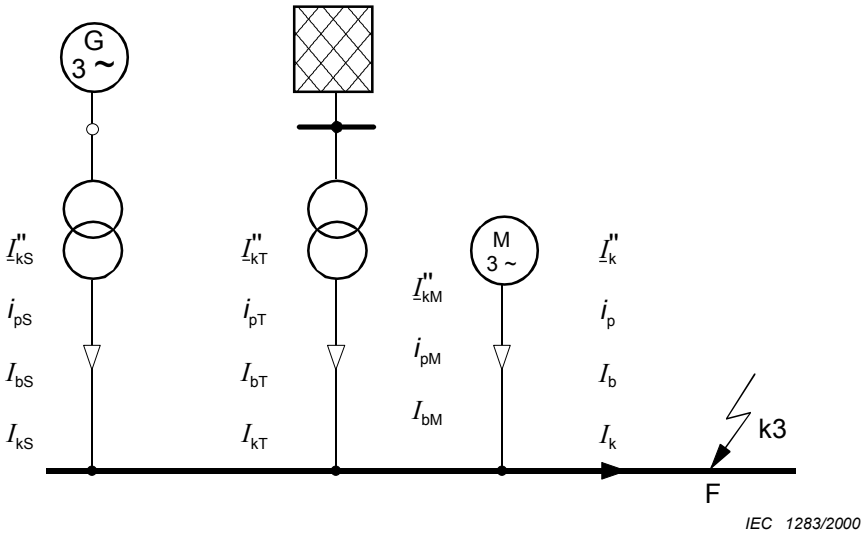


Figure 12 – Example of a non-meshed network

4.2.1.3 Short-circuit currents inside a power station unit with on-load tap-changer

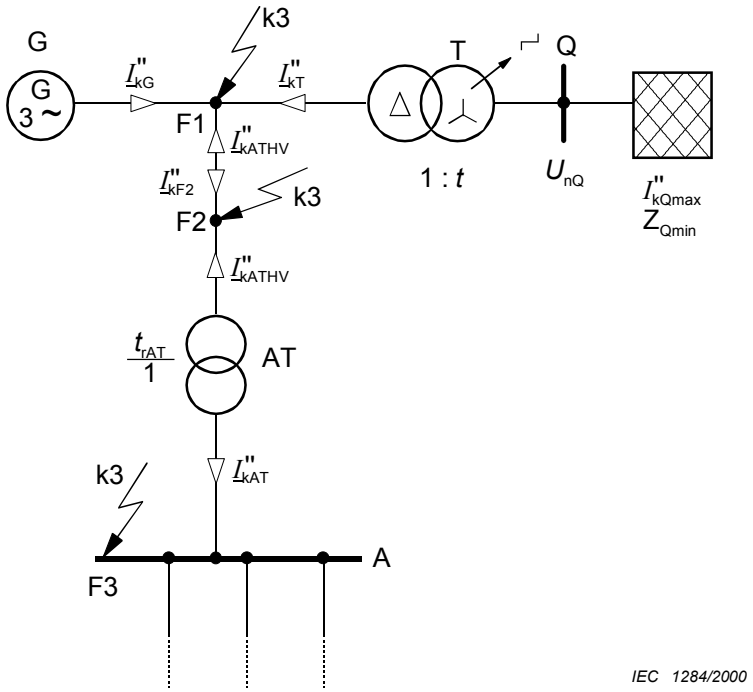


Figure 13 – Short-circuit currents and partial short-circuit currents for three-phase short circuits between generator and unit transformer with or without on-load tap-changer, or at the connection to the auxiliary transformer of a power station unit and at the auxiliary busbar A

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Pour le calcul des courants de court-circuit partiels I''_{kG} et I''_{kT} avec un court-circuit en F1 dans la figure 13, dans le cas d'un groupe de production avec changeur de prise en charge, les courants de court-circuit symétriques initiaux partiels sont donnés par:

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\ K_{G,S} Z_G} \tag{35}$$

avec

$$K_{G,S} = \frac{c_{max}}{1 + x''_d \sin\varphi_{rG}} \tag{36}$$

$$I''_{kT} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\left|\underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}\right|} \tag{37}$$

où

$\underline{Z}_G$ est l'impédance subtransitoire de l'alternateur $\underline{Z}_G = R_G + jX''_d$;

x''_d est la réactance subtransitoire rapportée à l'impédance assignée:
$x''_d = X''_d/Z_{rG}$ avec $Z_{rG} = U^2_{rG}/S_{rG}$;

$\underline{Z}_{TLV}$ est l'impédance de court-circuit du transformateur rapportée au côté basse tension conformément à 3.3.1, équations (7) à (9);

t_r est le rapport de transformation assigné;

$\underline{Z}_{Qmin}$ est la valeur minimale de l'impédance du réseau d'alimentation, correspondant à to $\underline{I}''_{kQmax}$.

Pour I''_{kQmax}, la valeur maximale possible pendant la durée de vie du groupe de production doit être introduite.

Pour le calcul du courant de court-circuit partiel I''_{kF2} au point de court-circuit F2, par exemple à la liaison vers le côté haute tension du transformateur auxiliaire AT à la figure 13, il est suffisant de prendre:

$$\underline{I}''_{kF2} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}}\left[\frac{1}{K_{G,S}\ \underline{Z}_G} + \frac{1}{K_{T,S}\ \underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}}\right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\ \underline{Z}_{rsl}} \tag{38}$$

avec

$$K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 - x_T \sin\varphi_{rG}} \tag{39}$$

et $K_{G,S}$ conformément à l'équation (36).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

For calculating the partial short-circuit currents I''_{kG} and I''_{kT} with a short circuit at F1 in figure 13, in the case of a power station unit with on-load tap-changer, the partial initial symmetrical short-circuit currents are given by:

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\ K_{G,S} Z_G} \tag{35}$$

with

$$K_{G,S} = \frac{c_{max}}{1 + x''_d \sin\varphi_{rG}} \tag{36}$$

$$I''_{kT} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\left|\underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}\right|} \tag{37}$$

where

$\underline{Z}_G$ is the subtransient impedance of the generator $\underline{Z}_G = R_G + jX''_d$

x''_d is the subtransient reactance referred to the rated impedance:
$x''_d = X''_d/Z_{rG}$ with $Z_{rG} = U^2_{rG}/S_{rG}$;

$\underline{Z}_{TLV}$ is the transformer short-circuit impedance referred to the low-voltage side according to 3.3.1, equations (7) to (9);

t_r is the rated transformation ratio;

$\underline{Z}_{Qmin}$ is the minimum value of the impedance of the network feeder, corresponding to $\underline{I}''_{kQmax}$.

For I''_{kQmax} the maximum possible value during the lifetime of the power station unit shall be introduced.

For the calculation of the partial short-circuit current I''_{kF2} feeding into the short-circuit location F2, for example at the connection to the high-voltage side of the auxiliary transformer AT in figure 13, it is sufficient to take:

$$\underline{I}''_{kF2} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}}\left[\frac{1}{K_{G,S}\ \underline{Z}_G} + \frac{1}{K_{T,S}\ \underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}}\right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\,\underline{Z}_{rsl}} \tag{38}$$

with

$$K_{T,S} = \frac{c_{max}}{1 - x_T \sin\varphi_{rG}} \tag{39}$$

and $K_{G,S}$ according to equation (36).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Dans le cas où le transformateur de groupe a un changeur de prise en charge du côté haute tension, on considère que la tension de fonctionnement aux bornes de l'alternateur est égale à U_{rG}. Si même dans ce cas, la région de la tension de l'alternateur $U_G=U_{rG}(1\pm p_G)$ est utilisée de manière permanente, prendre les équations (40) à (44) au lieu de (35) à (39).

Le courant de court-circuit total en F1 ou F2 (figure 13) est trouvé en ajoutant le courant de court-circuit I''_{kATHV} provoqué par les moteurs auxiliaires moyenne et basse tensions du groupe de production.

4.2.1.4 Courants de court-circuit à l'intérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge

Dans le cas d'un groupe de production sans changeur de prise en charge du transformateur de groupe, les courants de court-circuit symétriques initiaux partiels sont donnés par:

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\,K_{G,SO}\,Z_G} \tag{40}$$

avec

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1+p_G} \cdot \frac{c_{max}}{1+x''_d \sin\varphi_{rG}} \tag{41}$$

$$I''_{kT} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\left|\underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}\right|} \tag{42}$$

Pour $\underline{Z}_G$, x''_d, $\underline{Z}_{TLV}$, t_r et $\underline{Z}_{Qmin}$, voir 4.2.1.3.

Le courant de court-circuit partiel I''_{kF2} de la figure 13 peut être calculé par:

$$\underline{I}''_{kF2} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}}\left[\frac{1}{K_{G,SO}\,\underline{Z}_G} + \frac{1}{K_{T,SO}\,\underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}}\right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\,\underline{Z}_{rsl}} \tag{43}$$

avec

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1+p_G} \cdot \frac{c_{max}}{1-x_T \sin\varphi_{rG}} \tag{44}$$

et $K_{G,SO}$ conformément à l'équation (41).

L'impédance Z_{rsl} dans l'équation (38), respectivement (43), est utilisée pour déterminer le courant de court-circuit partiel I''_{kAT} de la figure 13 pour le court-circuit en F3. L'impédance du transformateur auxiliaire AT de la figure 13 doit être corrigée avec K_T de 3.3.3.

Le court-circuit total en F1 ou F2 (figure 13) est trouvé en ajoutant le courant de court-circuit I''_{kATHV} provoqué par les moteurs auxiliaires moyenne et basse tensions du groupe de production.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

If the unit transformer has an on-load tap-changer on the high-voltage side, it is assumed that the operating voltage at the terminals of the generator is equal to U_{rG}. If, even in this case, the voltage region of the generator $U_G = U_{rG}(1 \pm p_G)$ is used permanently, take equations (40) to (44) instead of (35) to (39).

The total short-circuit current in F1 or F2 (figure 13) is found by adding the partial short-circuit current I''_{kATHV}, caused by the medium- and low-voltage auxiliary motors of the power station unit.

4.2.1.4 Short-circuit currents inside a power station unit without on-load tap-changer

For a power station unit without on-load tap-changer of the unit transformer, the partial initial symmetrical short-circuit currents in figure 13 are given by:

$$I''_{kG} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\, K_{G,SO}\, Z_G} \tag{40}$$

with

$$K_{G,SO} = \frac{1}{1+p_G} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x''_d \sin\varphi_{rG}} \tag{41}$$

$$I''_{kT} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\left|\underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}\right|} \tag{42}$$

For $\underline{Z}_G$, x''_d, $\underline{Z}_{TLV}$, t_r and $\underline{Z}_{Qmin}$, see 4.2.1.3.

The partial short-circuit current I''_{kF2} in figure 13 can be calculated by:

$$\underline{I}''_{kF2} = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}}\left[\frac{1}{K_{G,SO}\,\underline{Z}_G} + \frac{1}{K_{T,SO}\,\underline{Z}_{TLV} + \frac{1}{t_r^2}\underline{Z}_{Qmin}}\right] = \frac{cU_{rG}}{\sqrt{3}\,\underline{Z}_{rsl}} \tag{43}$$

with

$$K_{T,SO} = \frac{1}{1+p_G} \cdot \frac{c_{max}}{1 - x_T \sin\varphi_{rG}} \tag{44}$$

and $K_{G,SO}$ according to equation (41).

The impedance Z_{rsl} in equation (38) or (43) is used to determine the partial short-circuit current I''_{kAT} in figure 13 for the short circuit in F3. The impedance of the auxiliary transformer AT in figure 13 is to be corrected with K_T from 3.3.3.

The total short-circuit in F1 or F2 (figure 13) is found by adding the partial short-circuit current I''_{kATHV}, caused by the medium- and low-voltage auxiliary motors of the power station unit.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.1.5 Courts-circuits dans les réseaux maillés

Dans les réseaux maillés tels qu'ils sont représentés à la figure 14, il est généralement nécessaire de déterminer l'impédance de court-circuit $\underline{Z}_k = \underline{Z}_{(1)}$ par réduction de réseau (connexion série, connexion parallèle et transformation triangle étoile, par exemple) en utilisant les impédances de court-circuit directes des matériels électriques (voir article 3).

Les impédances dans les réseaux reliées par l'intermédiaire de transformateurs au réseau, dans lesquels le court-circuit apparaît doivent être rapportées au carré du rapport de transformation assigné. S'il y a plusieurs transformateurs avec des rapports de transformation assignés légèrement différents (t_{rT1} t_{rT2}... t_{rTn}), entre deux réseaux, la valeur arithmétique moyenne peut être utilisée.

Le courant de court-circuit symétrique initial doit être calculé avec la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit en utilisant l'équation (29).

4.2.2 Courts-circuits biphasés

Dans le cas d'un court-circuit biphasé conformément à la figure 3b, le courant de court-circuit initial doit être calculé par:

$$I''_{k2} = \frac{cU_n}{\left|\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}\right|} = \frac{cU_n}{2\left|\underline{Z}_{(1)}\right|} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''_k \qquad (45)$$

Pendant l'étape initiale du court-circuit, l'impédance inverse est approximativement égale à l'impédance directe, indépendamment du fait que le court-circuit soit proche ou éloigné de l'alternateur. C'est pourquoi, dans l'équation (45), il est possible d'introduire $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$.

C'est seulement pendant l'étape de l'état transitoire ou permanent que l'impédance de court-circuit $\underline{Z}_{(2)}$ est différente de $\underline{Z}_{(1)}$ si le court-circuit est un court-circuit proche de l'alternateur (voir figure 10).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.1.5 Short circuits in meshed networks

In meshed networks, such as those shown in figure 14, it is generally necessary to determine the short-circuit impedance $\underline{Z}_k = \underline{Z}_{(1)}$ by network reduction (series connection, parallel connection, and delta-star transformation, for example) using the positive-sequence short-circuit impedances of electrical equipment (see clause 3).

The impedances in systems connected through transformers to the system, in which the short circuit occurs, have to be transferred by the square of the rated transformation ratio. If there are several transformers with slightly differing rated transformation ratios (t_{rT1} t_{rT2}... t_{rTn}), in between two systems, the arithmetic mean value can be used.

The initial symmetrical short-circuit current shall be calculated with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location using equation (29).

4.2.2 Line-to-line short circuit

In the case of a line-to-line short circuit, according to figure 3b, the initial short-circuit current shall be calculated by:

$$I''_{k2} = \frac{cU_n}{\left|\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}\right|} = \frac{cU_n}{2\left|\underline{Z}_{(1)}\right|} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''_k \qquad (45)$$

During the initial stage of the short circuit, the negative impedance is approximately equal to the positive-sequence impedance, independent of whether the short circuit is a near-to-generator or a far-from-generator short circuit. Therefore in equation (45) it is possible to introduce $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$.

Only during the transient or the steady-state stage, the short-circuit impedance $\underline{Z}_{(2)}$ is different from $\underline{Z}_{(1)}$, if the short circuit is a near-to-generator short circuit (see figure 10).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

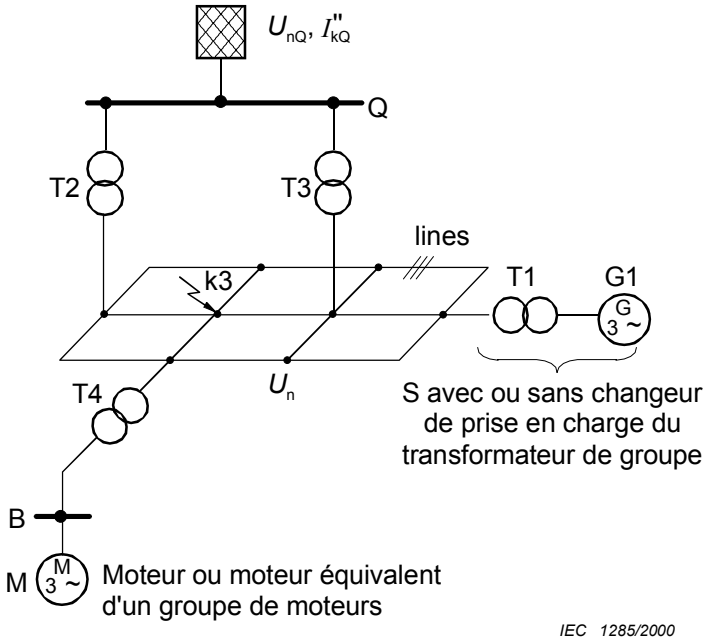
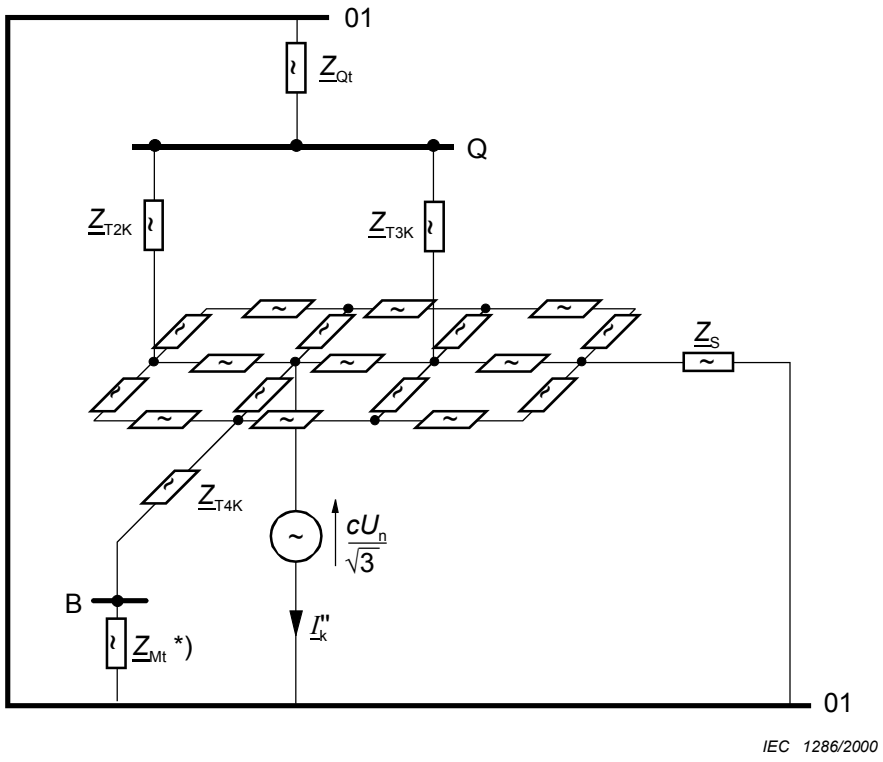


Figure 14a – Schéma de réseau



* $\underline{Z}_{Mt}$ Impédance d'un moteur ou d'un moteur équivalent d'un groupe de moteurs.

Figure 14b – Schéma de circuit équivalent pour le calcul avec la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit

Figure 14 – Exemple d'un réseau maillé alimenté par différentes sources

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

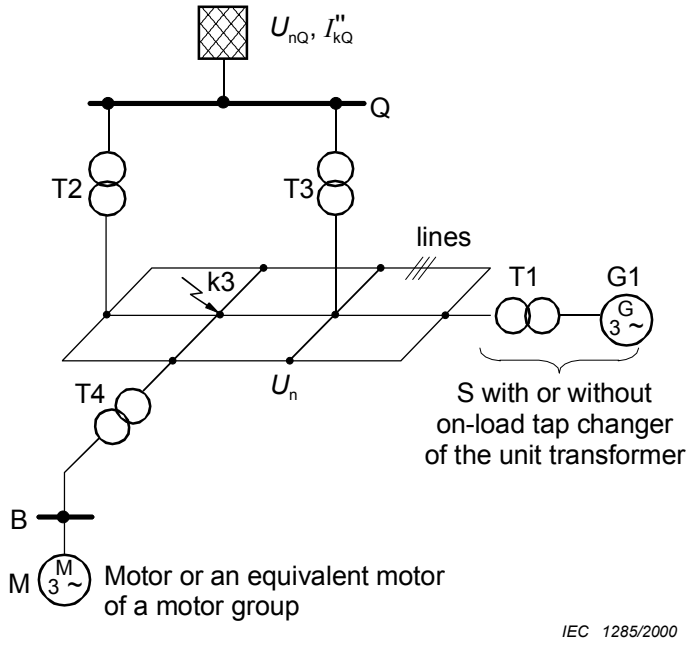
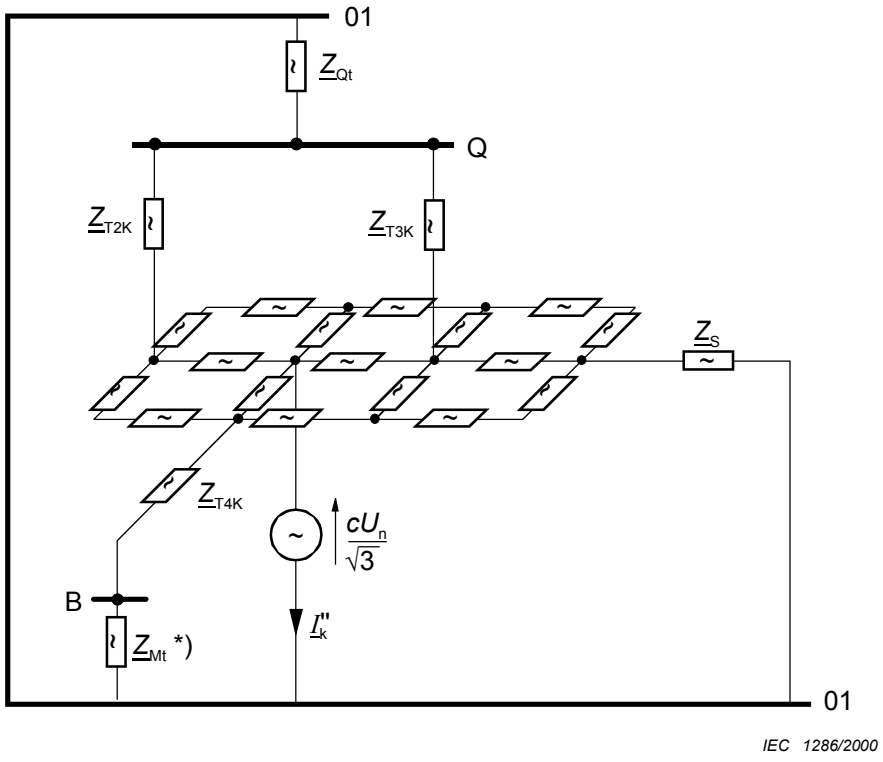


Figure 14a – System diagram



* $\underline{Z}_{Mt}$ Impedance of a motor or an equivalent motor of a motor group.

Figure 14b – Equivalent circuit diagram for the calculation with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location

Figure 14 – Example of a meshed network fed from several sources

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.3 Courts-circuits biphasés à la terre

Pour calculer les courants de court-circuit initiaux, il est nécessaire de distinguer les courants I''_{k2EL2}, I''_{k2EL3}, et I''_{kE2E} (voir figure 3c).

Pour les courts-circuits éloignés des alternateurs, $\underline{Z}_{(2)}$ est approximativement égal à $\underline{Z}_{(1)}$. Si dans ce cas $\underline{Z}_{(0)}$ est inférieur à $\underline{Z}_{(2)}$, le courant I''_{kE2E} dans le court-circuit biphasé à la terre est généralement le plus grand de tous les courants de court-circuit symétriques initiaux I''_{k}, I''_{k2}, I''_{k2E} et I''_{k1} (voir figure 10).

Les équations (46) et (47) sont données pour le calcul de I''_{k2EL2} et I''_{k2EL3} à la figure 3c:

$$\underline{I}''_{k2EL2} = - \mathrm{j}cU_n \frac{\underline{Z}_{(0)} - \underline{a}\,\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\,\underline{Z}_{(0)}} \tag{46}$$

$$\underline{I}''_{k2EL3} = \mathrm{j}cU_n \frac{\underline{Z}_{(0)} - \underline{a}^2\,\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \tag{47}$$

Le courant de court-circuit initial I''_{kE2E}, passant à la terre et/ou aux conducteurs de terre, conformément à la figure 3c, est calculé par:

$$\underline{I}''_{kE2E} = - \frac{\sqrt{3}\,cU_n\,\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \tag{48}$$

Pour un court-circuit éloigné de tout alternateur avec $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$, les équations donnent les valeurs absolues:

$$I''_{k2EL2} = cU_n \frac{\left|\underline{Z}_{(0)} / \underline{Z}_{(1)} - \underline{a}\right|}{\left|\underline{Z}_{(1)} + 2\,\underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{49}$$

$$I''_{k2EL3} = cU_n \frac{\left|\underline{Z}_{(0)} / \underline{Z}_{(1)} - \underline{a}^2\right|}{\left|\underline{Z}_{(1)} + 2\,\underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{50}$$

$$I''_{kE2E} = \frac{\sqrt{3}\,cU_n}{\left|\underline{Z}_{(1)} + 2\,\underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{51}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.3 Line-to-line short circuit with earth connection

To calculate the initial symmetrical short-circuit currents it is necessary to distinguish between the currents I''_{k2EL2}, I''_{k2EL3}, and I''_{kE2E} (see figure 3c).

For far-from-generator short circuits, $\underline{Z}_{(2)}$ is approximately equal to $\underline{Z}_{(1)}$. If in this case $\underline{Z}_{(0)}$ is less than $\underline{Z}_{(2)}$, the current I''_{kE2E} in the line-to-line short circuit with earth connection generally is the largest of all initial symmetrical short-circuit currents I''_{k}, I''_{k2}, I''_{k2E} and I''_{k1} (see figure 10).

The equations (46) and (47) are given for the calculation of I''_{k2EL2} and I''_{k2EL3} in figure 3c:

$$\underline{I}''_{k2EL2} = -\,\mathrm{j}cU_n \frac{\underline{Z}_{(0)} - \underline{a}\,\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\,\underline{Z}_{(0)}} \tag{46}$$

$$\underline{I}''_{k2EL3} = \mathrm{j}cU_n \frac{\underline{Z}_{(0)} - \underline{a}^2\,\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\,\underline{Z}_{(0)}} \tag{47}$$

The initial short-circuit current I''_{kE2E}, flowing to earth and/or grounded wires, according to figure 3c, is calculated by:

$$\underline{I}''_{kE2E} = -\frac{\sqrt{3}\,cU_n\,\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\,\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\,\underline{Z}_{(0)}} \tag{48}$$

For a far-from-generator short circuit with $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$, these equations lead to the absolute values:

$$I''_{k2EL2} = cU_n \frac{\left|\underline{Z}_{(0)} / \underline{Z}_{(1)} - \underline{a}\right|}{\left|\underline{Z}_{(1)} + 2\,\underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{49}$$

$$I''_{k2EL3} = cU_n \frac{\left|\underline{Z}_{(0)} / \underline{Z}_{(1)} - \underline{a}^2\right|}{\left|\underline{Z}_{(1)} + 2\,\underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{50}$$

$$I''_{kE2E} = \frac{\sqrt{3}\,cU_n}{\left|\underline{Z}_{(1)} + 2\,\underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{51}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.4 Courts-circuits monophasés

Le courant de court-circuit monophasé initial I''_{kl} à la figure 3d doit être calculé par:

$$\underline{I}''_{kl} = \frac{\sqrt{3}\, cU_n}{\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(0)}} \tag{52}$$

Pour un court-circuit éloigné d'un alternateur avec $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$ la valeur absolue est calculée avec

$$\underline{I}''_{kl} = \frac{\sqrt{3}\, cU_n}{\left|2\,\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{53}$$

Si dans ce cas $\underline{Z}_{(0)}$ est inférieur à $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$, le courant de court-circuit monophasé initial I''_{kl} est supérieur au courant de court-circuit triphasé I''_k, mais inférieur à I''_{kE2E} (voir figure 10). Cependant, I''_{kl} sera le courant le plus élevé devant être interrompu par un disjoncteur si $1{,}0 > \underline{Z}_{(0)}/\underline{Z}_{(1)} > 0{,}23$.

4.3 Valeur de crête du courant de court-circuit i_p

4.3.1 Courts-circuits triphasés

4.3.1.1 Courts-circuits dans des réseaux non maillés

Pour les courts-circuits triphasés alimentés à partir des réseaux non maillés comme aux figures 11 et 12, la contribution à la valeur de crête du courant de court-circuit de chaque branche peut être exprimée par:

$$i_p = \kappa\sqrt{2}\, I''_k \tag{54}$$

Le facteur κ pour le rapport R/X ou X/R doit être obtenu de la figure 15 ou calculé par l'expression suivante:

$$\kappa = 1{,}02 + 0{,}98\mathrm{e}^{-3\,R/X} \tag{55}$$

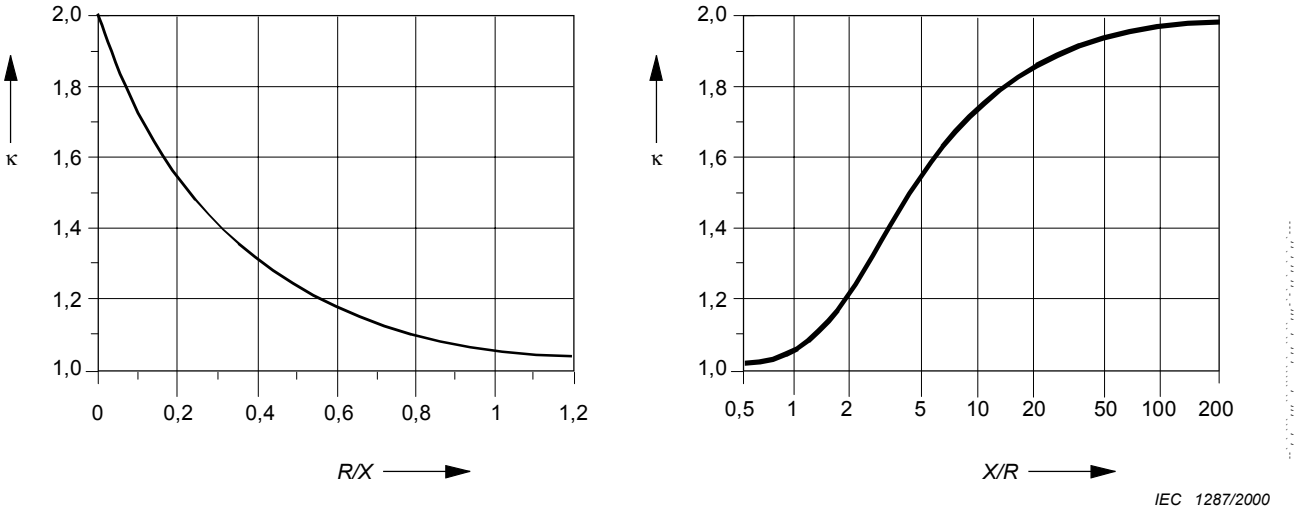


Figure 15 – Facteur κ pour les circuits en série en fonction du rapport R/X ou X/R

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.2.4 Line-to-earth short circuit

The initial line-to-earth short-circuit current I''_{kl} in figure 3d shall be calculated by:

$$\underline{I}''_{kl} = \frac{\sqrt{3}\, cU_n}{\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(0)}} \tag{52}$$

For a far-from-generator short circuit with $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$ the absolute value is calculated by:

$$I''_{kl} = \frac{\sqrt{3}\, cU_n}{\left|2\,\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}\right|} \tag{53}$$

If $\underline{Z}_{(0)}$ is less than $\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$, the initial line-to-earth short-circuit current I''_{kl} is larger than the three-phase short-circuit current I''_k, but smaller than I''_{kE2E} (see figure 10). However, I''_{kl} will be the highest current to be interrupted by a circuit breaker if $1{,}0 > \underline{Z}_{(0)}/\underline{Z}_{(1)} > 0{,}23$.

4.3 Peak short-circuit current i_p

4.3.1 Three-phase short circuit

4.3.1.1 Short circuits in non-meshed networks

For three-phase short circuits fed from non-meshed networks as in figures 11 and 12, the contribution to the peak short-circuit current from each branch can be expressed by:

$$i_p = \kappa\sqrt{2}\, I''_k \tag{54}$$

The factor κ for the R/X or X/R ratio shall be obtained from figure 15 or calculated by the following expression:

$$\kappa = 1{,}02 + 0{,}98\mathrm{e}^{-3\,R/X} \tag{55}$$

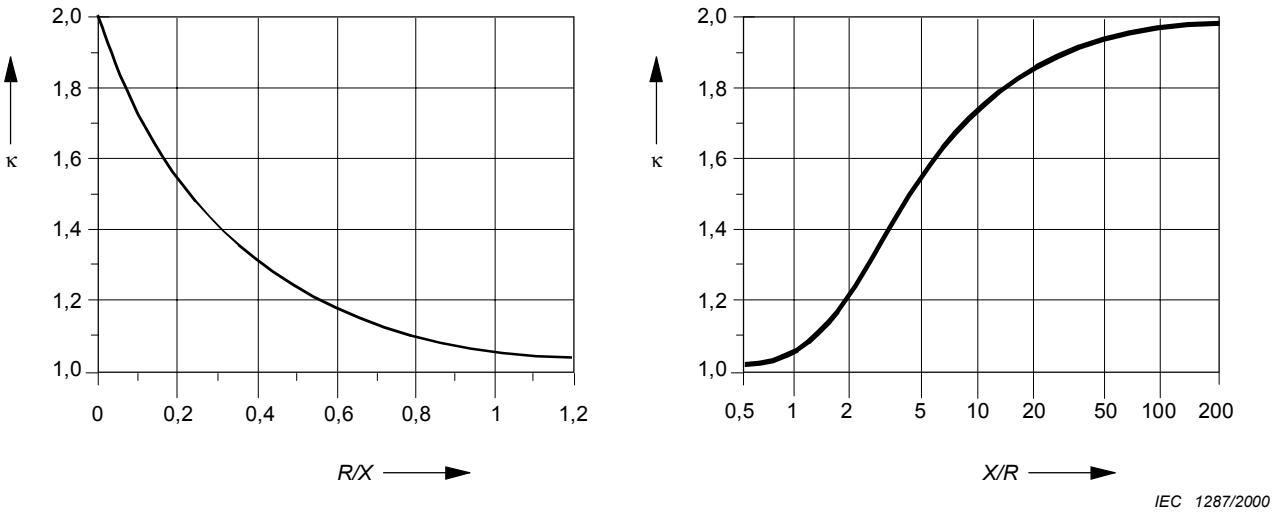


Figure 15 – Factor κ for series circuit as a function of ratio R/X or X/R

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Les équations (54) et (55) prennent l'hypothèse selon laquelle le court-circuit commence à la tension zéro et que i_p est atteint approximativement après une demi-période (voir 60909-1, figure 24). Pour un alternateur synchrone, utiliser R_{Gf} (voir 3.6.1).

La valeur de crête du courant de court-circuit i_p au point de court-circuit F alimenté par des sources indépendantes les unes des autres conformément à la figure 12 est la somme des courants de court-circuit partiels:

$$i_p = \sum_i i_{pi} \tag{56}$$

Exemple figure 12: $$i_p = i_{pS} + i_{pT} + i_{pM} \tag{57}$$

4.3.1.2 Courts-circuits dans les réseaux maillés

Pour le calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit i_p dans les réseaux maillés, l'équation (54) doit être utilisée avec κ déterminé en utilisant une des méthodes a), b) ou c) ci-dessous.

a) *Rapport uniforme R/X ou X/R*

Pour la présente méthode, le facteur κ est déterminé à partir de la figure 15 en prenant le rapport le plus faible de R/X ou le rapport le plus élevé de X/R de toutes les branches du réseau.

Il est seulement nécessaire de choisir les branches qui transportent les courants de court-circuit partiels à la tension nominale correspondant au point de court-circuit et les branches avec transformateurs adjacents au point de court-circuit. Toute branche peut être une combinaison en série de plusieurs éléments d'impédance.

b) *Rapport R/X ou X/R au point de court-circuit*

Pour cette méthode, le facteur κ est multiplié par un facteur 1,15 pour couvrir les inexactitudes provoquées en utilisant le rapport R_k / X_k d'une réduction de réseau avec impédances complexes.

$$i_{p(b)} = 1{,}15\kappa_{(b)} \sqrt{2}\ I''_k \tag{58}$$

Tant que R/X reste inférieur à 0,3 dans toutes les branches, il n'est pas nécessaire d'utiliser le facteur 1,15. Il n'est pas nécessaire que le produit $1{,}15 \cdot \kappa_{(b)}$ soit supérieur à 1,8 dans les réseaux basse tension ou à 2,0 dans les réseaux moyenne et haute tension.

Le facteur $\kappa_{(b)}$ est déterminé par la figure 15 pour le rapport R_k/X_k donné par l'impédance de court-circuit $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$ au point de court-circuit F, calculé pour la fréquence f = 50 Hz ou 60 Hz.

c) *Fréquence équivalente f_c*

Une impédance équivalente $\underline{Z}_c$ du réseau vue du point de court-circuit est calculée en considérant une fréquence f_c = 20 Hz (pour une fréquence nominale de f = 50 Hz) ou f_c = 24 Hz (pour une fréquence nominale de f = 60 Hz). Les rapports R/X ou X/R sont alors déterminés conformément à l'équation (59).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Equations (54) and (55) presume that the short circuit starts at zero voltage, and that i_p is reached approximately after one half-cycle (see IEC 60909-1, figure 24). For a synchronous generator use R_{Gf} (see 3.6.1).

The peak short-circuit current i_p at a short-circuit location F, fed from sources which are not meshed with one another, in accordance with figure 12, is the sum of the partial short-circuit currents:

$$i_p = \sum_i i_{pi} \tag{56}$$

Example figure 12:

$$i_p = i_{pS} + i_{pT} + i_{pM} \tag{57}$$

4.3.1.2 Short circuits in meshed networks

When calculating the peak short-circuit current i_p in meshed networks, equation (54) shall be used with κ determined using one of the following methods a), b), or c).

a) *Uniform ratio R/X or X/R*

For this method the factor κ is determined from figure 15 taking the smallest ratio of R/X or the largest ratio of X/R of all branches of the network.

It is only necessary to choose the branches which carry partial short-circuit currents at the nominal voltage corresponding to the short-circuit location and branches with transformers adjacent to the short-circuit location. Any branch may be a series combination of several impedances.

b) *Ratio R/X or X/R at the short-circuit location*

For this method the factor κ is multiplied by a factor 1,15 to cover inaccuracies caused by using the ratio R_k / X_k from a network reduction with complex impedances.

$$i_{p(b)} = 1{,}15\kappa_{(b)} \sqrt{2}\ I''_k \tag{58}$$

As long as R/X remains smaller than 0,3 in all branches, it is not necessary to use the factor 1,15. It is not necessary for the product $1{,}15 \cdot \kappa_{(b)}$ to exceed 1,8 in low-voltage networks or to exceed 2,0 in medium- and high-voltage networks.

The factor $\kappa_{(b)}$ is found from figure 15 for the ratio R_k/X_k given by the short-circuit impedance $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$ at the short-circuit location F, calculated for frequency f = 50 Hz or 60 Hz.

c) *Equivalent frequency f_c*

An equivalent impedance $\underline{Z}_c$ of the system as seen from the short-circuit location is calculated assuming a frequency f_c = 20 Hz (for a nominal frequency of f = 50 Hz) or f_c = 24 Hz (for a nominal frequency of f = 60 Hz). The R/X or X/R ratio is then determined according to equation (59).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \tag{59a}$$

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \tag{59b}$$

où

$\underline{Z}_c = R_c + jX_c$ est l'impédance équivalente du réseau vue du point de court-circuit pour la fréquence d'hypothèse f_c;

R_c est la partie réelle de $\underline{Z}_c$ (R_c n'est généralement pas égale à R à la fréquence nominale);

X_c est la partie imaginaire de $\underline{Z}_c$ (X_c n'est généralement pas égale à X à la fréquence nominale).

Le facteur κ provient de la figure 15 en utilisant les rapports R/X ou X/R de l'équation (59), ou de l'équation (55). La méthode c) est recommandée dans les réseaux maillés (voir la CEI 60909-1).

Quand on utilise cette méthode dans les réseaux maillés avec transformateurs, alternateurs et groupes de production, les facteurs de correction d'impédance K_T, K_G et K_S, respectivement K_{SO}, doivent être introduits avec les mêmes valeurs que pour les calculs 50 Hz ou 60 Hz.

4.3.2 Courts-circuits biphasés

Pour un court-circuit biphasé, la valeur de crête du courant de court-circuit peut être exprimée par:

$$i_{p2} = \kappa \sqrt{2}\ I''_{k2} \tag{60}$$

Le facteur κ doit être calculé conformément à 4.3.1.1 ou à 4.3.1.2 selon la configuration du réseau. Pour simplifier, il est permis d'utiliser les mêmes valeurs de κ que pour le court-circuit triphasé.

Quand $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$, la valeur de crête du courant de court-circuit biphasé i_{p2} est inférieure à la valeur de crête du courant de court-circuit triphasé i_p, telle qu'elle est donnée par l'équation (61).

$$i_{p2} = \frac{\sqrt{3}}{2} i_p \tag{61}$$

4.3.3 Courts-circuits biphasés à la terre

Pour un court-circuit biphasé à la terre, la valeur de crête du courant de court-circuit peut être exprimée par:

$$i_{p2E} = \kappa \sqrt{2}\ I''_{k2E} \tag{62}$$

Le facteur κ doit être calculé conformément à 4.3.1.1 ou à 4.3.1.2 selon la configuration du réseau. Pour simplifier, il est permis d'utiliser la même valeur pour κ que pour le court-circuit triphasé.

C'est seulement dans les cas où $\underline{Z}_{(0)}$ est nettement inférieur à $\underline{Z}_{(1)}$ (inférieure à environ 1/4 de $\underline{Z}_{(1)}$) qu'il est nécessaire de calculer i_{p2E}.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \tag{59a}$$

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \tag{59b}$$

where

$\underline{Z}_c = R_c + jX_c$ is the equivalent impedance of the system as seen from the short-circuit location for the assumed frequency f_c;

R_c is the real part of $\underline{Z}_c$ (R_c is generally not equal to the R at nominal frequency)

X_c is the imaginary part of $\underline{Z}_c$ (X_c is generally not equal to the X at nominal frequency).

The factor κ is found from figure 15 using the R/X or X/R ratio from equation (59), or with equation (55). Method c) is recommended in meshed networks (see IEC 60909-1).

When using this method in meshed networks with transformers, generators and power station units, the impedance correction factors K_T, K_G and K_S, respectively K_{SO}, shall be introduced with the same values as for the 50 Hz or 60 Hz calculations.

4.3.2 Line-to-line short circuit

For a line-to-line short circuit the peak short-circuit current can be expressed by:

$$i_{p2} = \kappa \sqrt{2}\ I''_{k2} \tag{60}$$

The factor κ shall be calculated according to 4.3.1.1 or to 4.3.1.2 depending on the system configuration. For simplification, it is permitted to use the same value of κ as for the three-phase short circuit.

When $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$, the line-to-line peak short-circuit current i_{p2} is smaller than the three-phase peak short-circuit current i_p as shown in equation (61):

$$i_{p2} = \frac{\sqrt{3}}{2} i_p \tag{61}$$

4.3.3 Line-to-line short circuit with earth connection

For a line-to-line short circuit with earth connection, the peak short-circuit current can be expressed by:

$$i_{p2E} = \kappa \sqrt{2}\ I''_{k2E} \tag{62}$$

The factor κ shall be calculated according to 4.3.1.1 or to 4.3.1.2 depending on the system configuration. For simplification, it is permitted to use the same value for κ as for the three-phase short circuit.

It is only necessary to calculate i_{p2E}, when $\underline{Z}_{(0)}$ is much less than $\underline{Z}_{(1)}$ (less than about 1/4 of $\underline{Z}_{(1)}$).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.3.4 Courts-circuits monophasés

Pour un court-circuit monophasé, la valeur de crête du courant de court-circuit peut être exprimée par:

$$i_{pl} = \kappa \sqrt{2}\, I''_{kl} \tag{63}$$

Le facteur κ doit être calculé conformément à 4.3.1.1 ou 4.3.1.2 selon la configuration du réseau. Pour simplifier, il est permis d'utiliser la même valeur pour κ que pour le court-circuit triphasé.

4.4 Composante continue des courants de court-circuit

La composante continue maximale $i_{d.c.}$ du courant de court-circuit comme indiqué aux figures 1 et 2 peut être calculée avec une précision suffisante par l'équation (64).

$$i_{d.c.} = \sqrt{2}\; I''_k\, e^{-2\pi\, ftR/X} \tag{64}$$

où

I''_k est le courant de court-circuit symétrique initial;

f est la fréquence nominale;

t est la durée;

R/X est le rapport d'impédance selon 4.3.1.1 ou les rapports selon les méthodes a) et c) décrites en 4.3.1.2. (voir également la note en 3.6.1).

Il convient d'utiliser la bonne résistance R_G de l'armature de l'alternateur et non R_{Gf}.

Pour les réseaux maillés, le rapport R/X ou X/R est à déterminer par la méthode c) décrite en 4.3.1.2. Selon le produit $f \cdot t$; où f est la fréquence et t est le temps, il est recommandé d'utiliser la fréquence équivalente f_c comme suit:

$f \cdot t$	<1	<2,5	<5	<12,5
f_c/f	0,27	0,15	0,092	0,055

4.5 Courant de court-circuit symétrique coupé I_b

Le courant de court-circuit au point de court-circuit est en général composé d'un courant symétrique I_b et d'un courant continu $i_{d.c.}$ à l'instant t_{min}, conformément à l'équation (64).

NOTE Pour certains courts-circuits proches de l'alternateur, la valeur de $i_{d.c.}$ pour t_{min} peut dépasser la valeur du courant crête I_b et cela peut conduire à ne pas voir les zéros du courant.

4.5.1 Courts-circuits éloignés d'un alternateur

Pour des courts-circuits éloignés d'un alternateur, les courants de court-circuit de coupure sont égaux aux courants de court-circuit initiaux:

$$I_b = I''_k \tag{65}$$

$$I_{b2} = I''_{k2} \tag{66}$$

$$I_{b2E} = I''_{k2E} \tag{67}$$

$$I_{bl} = I''_{kl} \tag{68}$$

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.3.4 Line-to-earth short circuit

For a line-to-earth short circuit, the peak short-circuit current can be expressed by:

$$i_{pl} = \kappa \sqrt{2}\, I''_{kl} \tag{63}$$

The factor κ shall be calculated according to 4.3.1.1 or to 4.3.1.2 depending on the system configuration. For simplification, it is permitted to use the same value for κ as for the three-phase short circuit.

4.4 DC component of the short-circuit current

The maximum d.c. component $i_{d.c.}$ of the short-circuit current as shown in figures 1 and 2 may be calculated with sufficient accuracy by equation (64).

$$i_{d.c.} = \sqrt{2}\ I''_k\, e^{-2\pi\, ftR/X} \tag{64}$$

where

I''_k is the initial symmetrical short-circuit current;

f is the nominal frequency;

t is the time;

R/X is the ratio according to 4.3.1.1 or the ratios according to the methods a) and c) in 4.3.1.2 (see also note in 3.6.1).

The correct resistance R_G of the generator armature should be used and not R_{Gf}.

For meshed networks, the ratio R/X or X/R is to be determined by the method c) in 4.3.1.2. Depending on the product $f \cdot t$; where f is the frequency and t is the time, the equivalent frequency f_c should be used as follows:

$f \cdot t$	<1	<2,5	<5	<12,5
f_c/f	0,27	0,15	0,092	0,055

4.5 Symmetrical short-circuit breaking current I_b

The breaking current at the short-circuit location consists in general of a symmetrical current I_b and a d.c. current $i_{d.c.}$ at the time t_{min} according to equation (64).

NOTE For some near-to-generator short circuits the value of $i_{d.c.}$ at t_{min} may exceed the peak value of I_b and this can lead to missing current zeros.

4.5.1 Far-from-generator short circuit

For far-from-generator short circuits, the short-circuit breaking currents are equal to the initial short-circuit currents:

$$I_b = I''_k \tag{65}$$

$$I_{b2} = I''_{k2} \tag{66}$$

$$I_{b2E} = I''_{k2E} \tag{67}$$

$$I_{bl} = I''_{kl} \tag{68}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.5.2 Courts-circuits proches d'un alternateur

4.5.2.1 Courts-circuits d'une alimentation unique triphasée

Pour un court-circuit proche d'un alternateur, dans le cas d'un court-circuit à alimentation unique comme représenté aux figures 11b et 11c, ou à partir de réseaux non maillés, comme à la figure 12, la décroissance du courant de court-circuit symétrique coupé est prise en compte par le facteur μ conformément à l'équation (70).

$$I_b = \mu I''_k \tag{69}$$

Le facteur μ dépend du délai minimal t_{min} et du rapport I''_{kG}/I_{rG}, où I_{rG} est le courant alternateur assigné. Les valeurs de μ dans l'équation (70) s'appliquent au cas où les machines synchrones sont excitées par des excitateurs rotatifs ou par des excitateurs à convertisseur statique (dans la mesure où, pour les dispositifs à excitation statiques, le délai minimal t_{min} est inférieur à 0,25 s et où la tension maximale d'excitation est inférieure à 1,6 fois la tension d'excitation de charge assignée). Pour tous les autres cas, prendre $\mu = 1$, si la valeur exacte n'est pas connue.

Quand il y a un transformateur de groupe entre l'alternateur et le point de court-circuit, le courant de court-circuit partiel I''_{kS} du côté haute tension du transformateur de groupe (voir figure 11c) doit être rapporté au rapport de transformation assigné à la borne de l'alternateur $I''_{kG} = t_r I''_{kS}$ avant de calculer μ, en utilisant les équations suivantes:

$$\begin{aligned}
\mu &= 0{,}84 + 0{,}26\, e^{-0{,}26\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{pour} \quad t_{min} = 0{,}02 \text{ s} \\
\mu &= 0{,}71 + 0{,}51 e^{-0{,}30\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{pour} \quad t_{min} = 0{,}05 \text{ s} \\
\mu &= 0{,}62 + 0{,}72\, e^{-0{,}32\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{pour} \quad t_{min} = 0{,}10 \text{ s} \\
\mu &= 0{,}56 + 0{,}94\, e^{-0{,}38\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{pour} \quad t_{min} \geq 0{,}25 \text{ s}
\end{aligned} \tag{70}$$

Si I''_{kG}/I_{rG} n'est pas supérieur à 2, appliquer $\mu = 1$ pour toutes les valeurs du délai minimal t_{min}. Le facteur μ peut également être obtenu par la figure 16. Pour les autres valeurs du délai minimal, l'interpolation linéaire entre des courbes est acceptable.

La figure 16 peut être utilisée pour les alternateurs basse tension à excitation "compound" avec un délai minimal t_{min} qui ne dépasse pas 0,1 s. Le calcul des courants basse tension coupés après un délai t_{min} supérieur à 0,1 s n'est pas inclus dans la présente norme; les constructeurs d'alternateurs peuvent être en mesure de fournir les informations.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.5.2 Near-to-generator short circuit

4.5.2.1 Single-fed three-phase short circuit

For a near-to-generator short circuit, in the case of a single fed short circuit as in figure 11b and 11c or from non-meshed networks as in figure 12, the decay to the symmetrical short-circuit breaking current is taken into account by the factor μ according to equation (70).

$$I_b = \mu I''_k \tag{69}$$

The factor μ depends on the minimum time delay t_{min} and the ratio I''_{kG}/I_{rG}, where I_{rG} is the rated generator current. The values of μ in equation (70) apply if synchronous machines are excited by rotating exciters or by static converter exciters (provided, for static exciters, the minimum time delay t_{min} is less than 0,25 s and the maximum excitation voltage is less than 1,6 times rated load excitation-voltage). For all other cases take $\mu = 1$, if the exact value is unknown.

When there is a unit transformer between the generator and the short-circuit location, the partial short-circuit current I''_{kS} at the high-voltage side of the unit transformer (in figure 11c) shall be transferred by the rated transformation ratio to the terminal of the generator $I''_{kG} = t_r I''_{kS}$ before calculating μ, using the following equations:

$$\begin{aligned}
\mu &= 0{,}84 + 0{,}26\, e^{-0{,}26\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for} \quad t_{min} = 0{,}02 \text{ s} \\
\mu &= 0{,}71 + 0{,}51 e^{-0{,}30\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for} \quad t_{min} = 0{,}05 \text{ s} \\
\mu &= 0{,}62 + 0{,}72 e^{-0{,}32\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for} \quad t_{min} = 0{,}10 \text{ s} \\
\mu &= 0{,}56 + 0{,}94 e^{-0{,}38\, I''_{kG}/I_{rG}} \quad \text{for} \quad t_{min} \geq 0{,}25 \text{ s}
\end{aligned} \tag{70}$$

If I''_{kG}/I_{rG} is not greater than 2, apply $\mu = 1$ for all values of the minimum time delay t_{min}. The factor μ may also be obtained from figure 16. For other values of minimum time delay, linear interpolation between curves is acceptable.

Figure 16 can be used also for compound excited low-voltage generators with a minimum time delay t_{min} not greater than 0,1 s. The calculation of low-voltage breaking currents after a time delay t_{min} greater than 0,1 s is not included in this standard; generator manufacturers may be able to provide information.

--`,,```,,,,``,,`````,,,,``,,,,,,--`,,,,,,,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

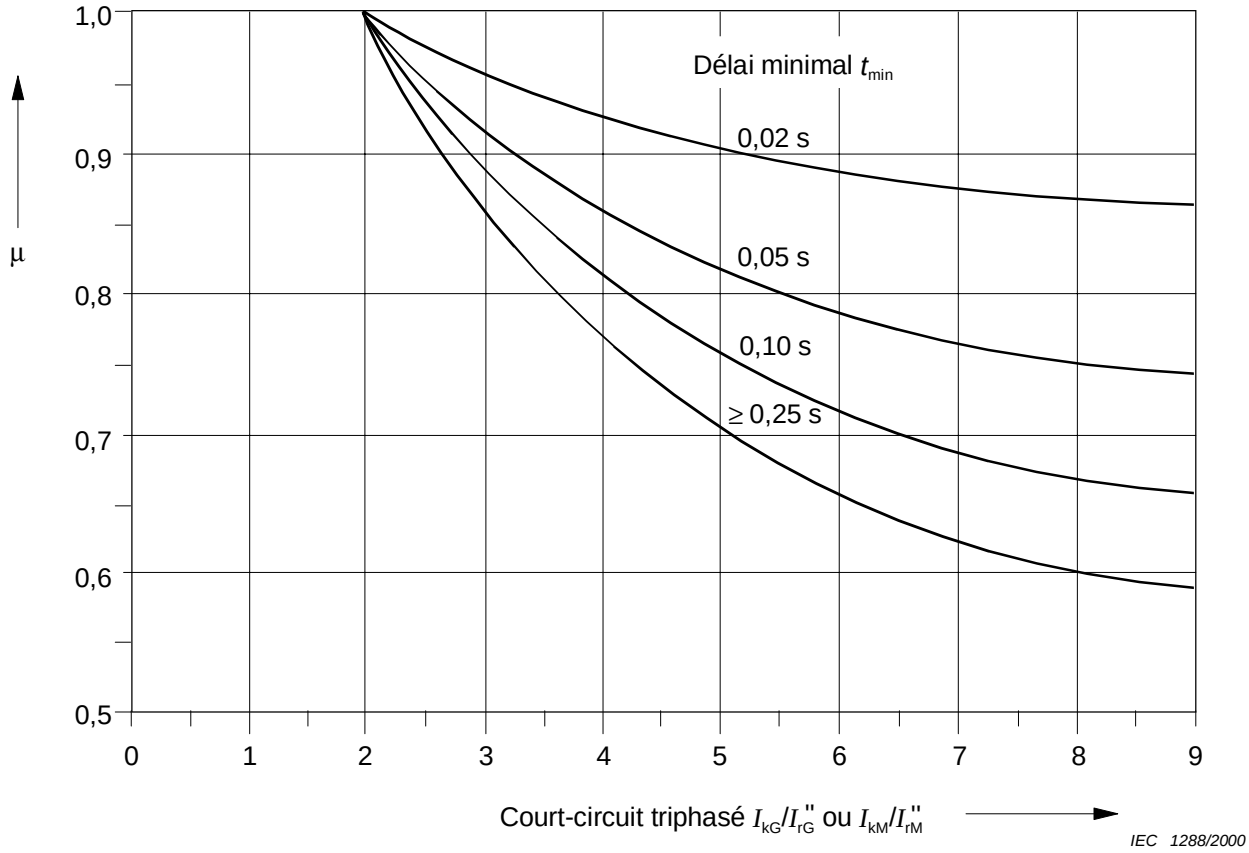


Figure 16 – Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b

4.5.2.2 Courts-circuits triphasés dans les réseaux non maillés

Pour les courts-circuits triphasés dans des réseaux non maillés comme représenté à la figure 12, le courant de coupure symétrique au point de court-circuit peut être calculé par l'addition des contributions individuelles de courant de coupure:

$$I_b = \sum_i I_{bi} \tag{71}$$

Exemple figure 12: $$I_b = I_{bS} + I_{bT} + I_{bM} = \mu I''_{kS} + I''_{kT} + \mu q I''_{kM} \tag{72}$$

où

I''_{kS}, I''_{kT} et I''_{kM} sont pris comme ses contributions à I''_k au point de court-circuit (voir figure 12);

μ est pris dans l'équation (70) ou dans la figure 16 pour les alternateurs synchrones et les moteurs asynchrones.

Dans le cas de moteurs aynchrones, remplacer I''_{kG}/I_{rG} by I''_{kM}/I_{rM} (voir tableau 3).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

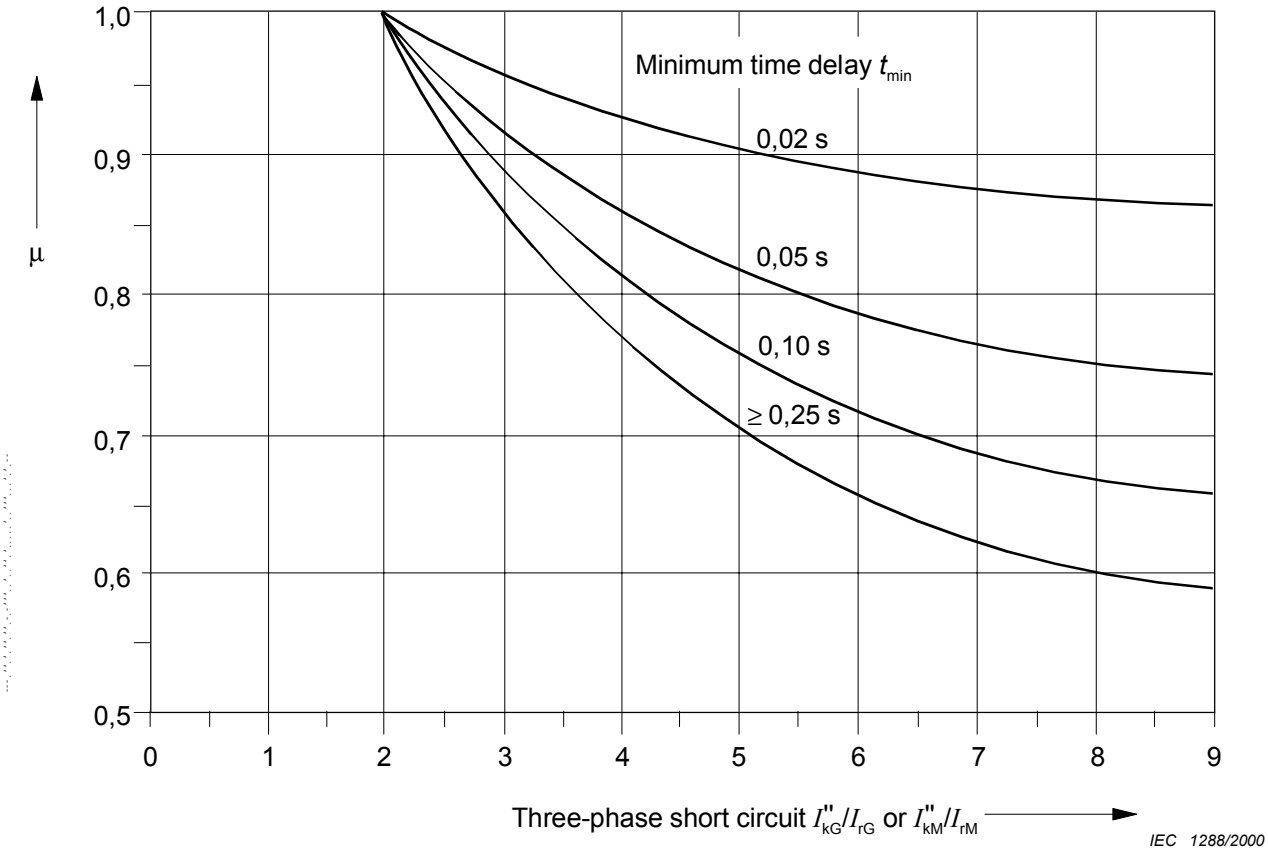


Figure 16 – Factor μ for calculation of short-circuit breaking current I_b

4.5.2.2 Three-phase short circuit in non-meshed networks

For three-phase short circuits in non-meshed networks as in figure 12, the symmetrical breaking current at the short-circuit location can be calculated by the summation of the individual breaking current contributions:

$$I_b = \sum_i I_{bi} \tag{71}$$

Example figure 12: $$I_b = I_{bS} + I_{bT} + I_{bM} = \mu I''_{kS} + I''_{kT} + \mu q I''_{kM} \tag{72}$$

where

I''_{kS}, I''_{kT} and I''_{kM} are taken as its contributions to I''_k at the short-circuit location (see figure 12);

μ is taken from equation (70) or figure 16 for synchronous generators and asynchronous motors.

In case of asynchronous motors, replace I''_{kG}/I_{rG} by I''_{kM}/I_{rM} (see table 3).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Le facteur q pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé pour moteurs asynchrones peut être déterminé en fonction du délai minimal t_{min}.

$$\begin{aligned} q &= 1{,}03 + 0{,}12 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{pour} \quad t_{min} = 0{,}02 \text{ s} \\ q &= 0{,}79 + 0{,}12 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{pour} \quad t_{min} = 0{,}05 \text{ s} \\ q &= 0{,}57 + 0{,}12 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{pour} \quad t_{min} = 0{,}10 \text{ s} \\ q &= 0{,}26 + 0{,}10 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{pour} \quad t_{min} \geq 0{,}25 \text{ s} \end{aligned} \tag{73}$$

où

P_{rM} est la puissance active assignée en MW;

p est le nombre de paires de pôles du moteur.

Si le calcul dans l'équation (73) fournit des valeurs supérieures à 1 pour q, on estime que $q = 1$. Le facteur q peut être également obtenu à partir de la figure 17.

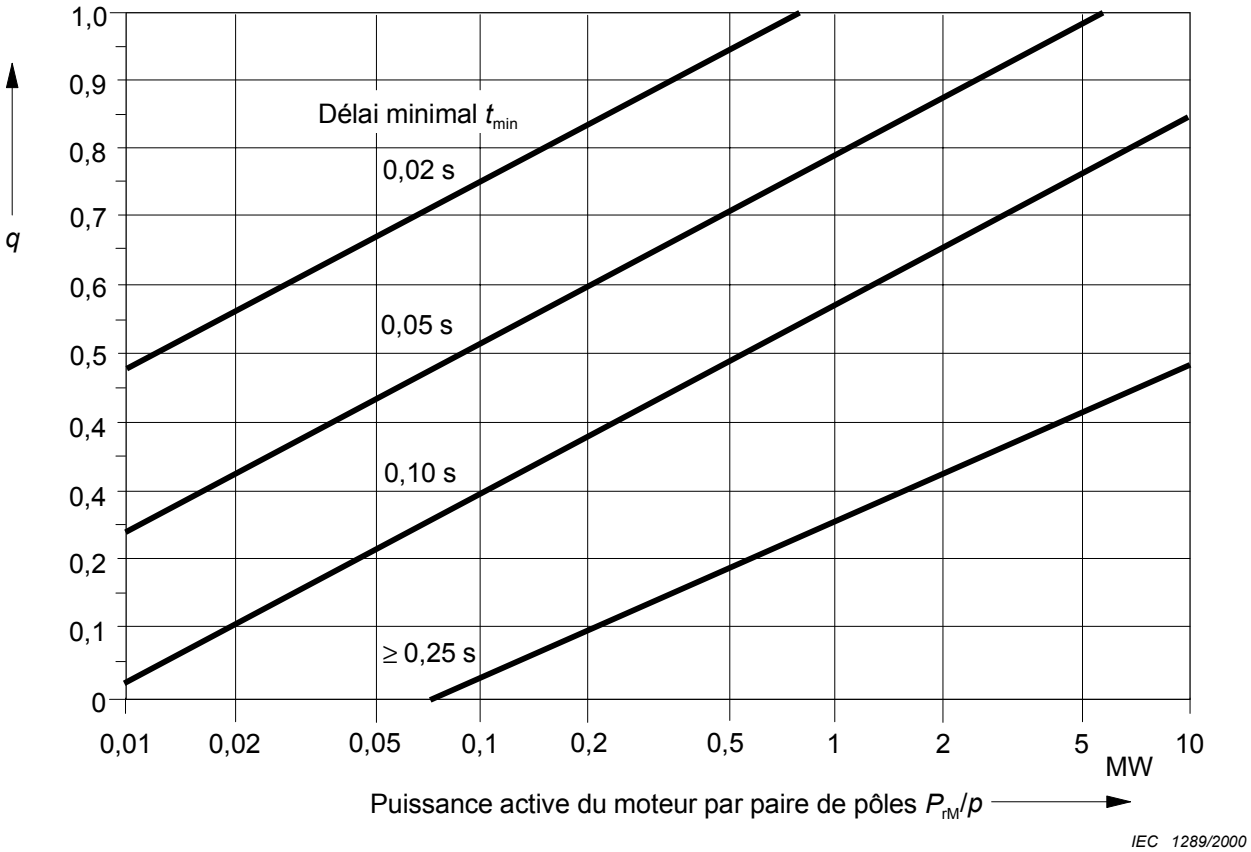


Figure 17 – Facteur q pour le calcul du courant de court-circuit symétrique coupé des moteurs asynchrones

4.5.2.3 Courts-circuits triphasés dans les réseaux maillés

Tout d'abord le courant à l'emplacement du court-circuit est calculé pour l'instant de coupure, et puis les courants partiels dans les branches où les disjoncteurs sont situés.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

The factor q for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current for asynchronous motors may be determined as a function of the minimum time delay t_{min}.

$$\begin{aligned} q &= 1{,}03 + 0{,}12 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{for} \quad t_{min} = 0{,}02 \text{ s} \\ q &= 0{,}79 + 0{,}12 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{for} \quad t_{min} = 0{,}05 \text{ s} \\ q &= 0{,}57 + 0{,}12 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{for} \quad t_{min} = 0{,}10 \text{ s} \\ q &= 0{,}26 + 0{,}10 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{for} \quad t_{min} \geq 0{,}25 \text{ s} \end{aligned} \tag{73}$$

where

P_{rM} is the rated active power in MW;

p is the number of pairs of poles of the motor.

If the calculation in equation (73) provides larger values than 1 for q, assume that $q = 1$. Factor q may also be obtained from figure 17.

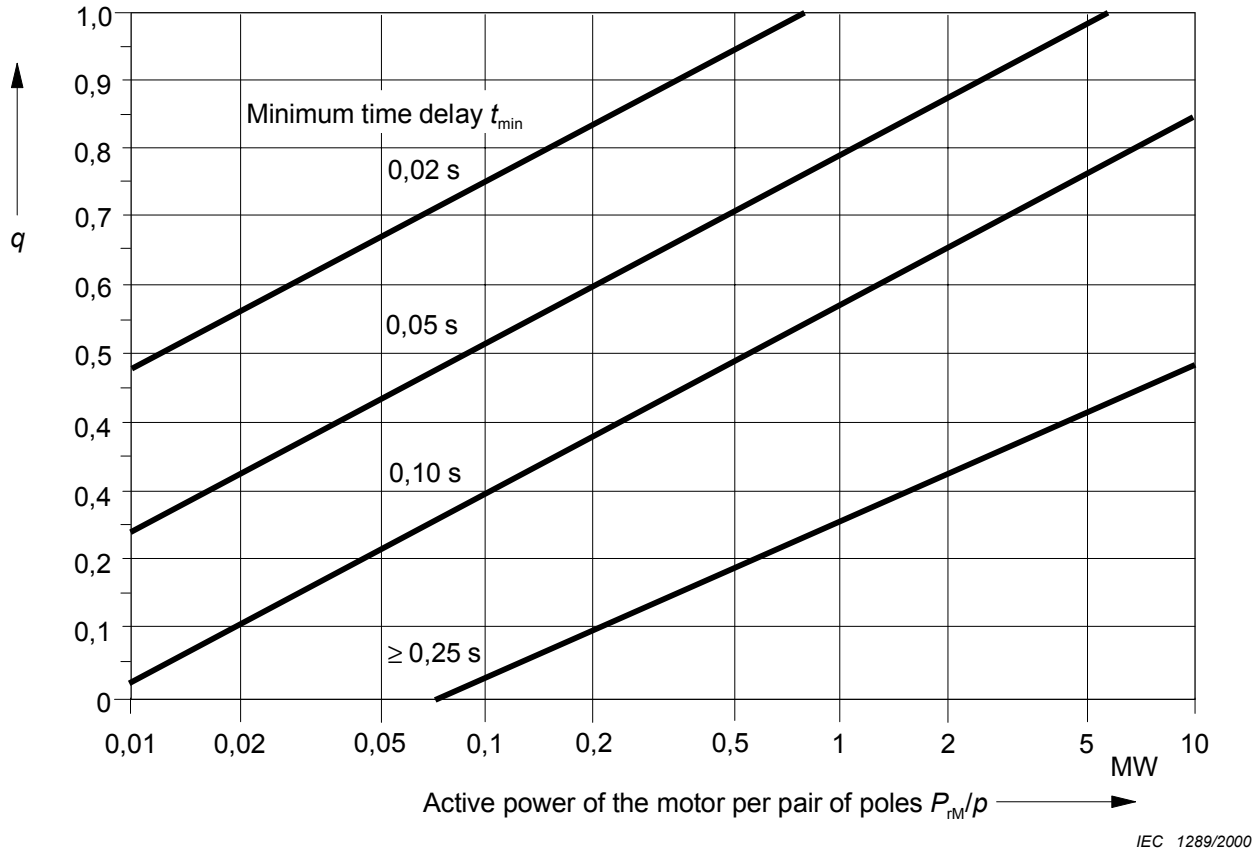


Figure 17 – Factor q for the calculation of the symmetrical short-circuit breaking current of asynchronous motors

4.5.2.3 Three-phase short circuit in meshed networks

At first the current at the short-circuit location is calculated for the time of breaking, and then the partial currents in the branches where the circuit breakers are located.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Le courant de court-circuit coupé I_b dans les réseaux maillés doit être calculé par:

$$I_b = I''_k \tag{74}$$

Les courants calculés avec l'équation (74) sont supérieurs aux courants de coupure de court-circuit symétriques coupés réels.

Pour augmenter la précision, les équations (75), (76) et (77) peuvent être utilisées.

$$\underline{I}_b = \underline{I}''_k - \sum_i \frac{\underline{\Delta U}''_{Gi}}{cU_n/\sqrt{3}} (1-\mu_i)\, \underline{I}''_{kGi} - \sum_j \frac{\underline{\Delta U}''_{Mj}}{cU_n/\sqrt{3}} (1-\mu_j q_j)\, \underline{I}''_{kMj} \tag{75}$$

$$\underline{\Delta U}_{Gi} = \mathrm{j} X''_{diK} \underline{I}''_{kGi} \tag{76}$$

$$\underline{\Delta U}_{Mi} = \mathrm{j} X''_{Mj} \underline{I}''_{kMi} \tag{77}$$

où

μ_i, μ_j sont les valeurs données dans l'équation (70), à la fois pour les machines synchrones (i) et pour les moteurs asynchrones (j);

q_j est la valeur donnée dans l'équation (73) pour les moteurs asynchrones (j);

$cU_n/\sqrt{3}$ est la source de tension équivalente au point de court-circuit;

$\underline{I}''_k$, $\underline{I}_b$ représentent, respectivement le courant de court-circuit symétrique initial et le courant de court-circuit symétrique coupé avec influence de tous les réseaux d'alimentation, machines synchrones et moteurs asynchrones;

$\underline{\Delta U}''_{Gi}$, $\underline{\Delta U}''_{Mj}$ représentent, les chutes de tension initiales aux bornes des machines synchrones (i) et des moteurs asynchrones (j);

X''_{diK} est la réactance subtransitoire corrigée de la machine synchrone (i):
$X''_{diK} = K_v X''_{di}$ avec $K_v = K_G$, K_S ou K_{SO};

X_{Mj} est la réactance du moteur asynchrone (j);

$\underline{I}''_{kGi}$, $\underline{I}''_{kMj}$ sont les contributions du courant de court-circuit symétrique initial des machines synchrones (i) et des moteurs asynchrones (j) telles qu'elles sont mesurées aux bornes de la machine.

Noter que les valeurs $\underline{I}''$ and $\underline{\Delta U}''$ des équations (76) et (77) sont mesurées aux bornes de la machine et qu'elles sont liées à la même tension.

Si le court-circuit est un court-circuit éloigné de tout moteur, c'est-à-dire $\mu_j = 1$, prendre alors $1 - \mu_j q_j = 0$, quelle que soit la valeur q_j.

4.5.2.4 Courts-circuits dissymétriques

Pour les courants de court-circuit dissymétriques, la décroissance de flux de l'alternateur n'est pas prise en compte et les équations (66) à (68) s'appliquent.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

The short-circuit breaking current I_b in meshed networks shall be calculated by:

$$I_b = I''_k \tag{74}$$

Currents calculated with equation (74) are larger than the real symmetrical short-circuit breaking currents.

For increased accuracy, equations (75), (76), and (77) can be used.

$$\underline{I}_b = \underline{I}''_k - \sum_i \frac{\underline{\Delta U''}_{Gi}}{cU_n/\sqrt{3}} (1-\mu_i)\, \underline{I}''_{kGi} - \sum_j \frac{\underline{\Delta U''}_{Mj}}{cU_n/\sqrt{3}} (1-\mu_j q_j)\, \underline{I}''_{kMj} \tag{75}$$

$$\underline{\Delta U}_{Gi} = j X''_{diK}\, \underline{I}''_{kGi} \tag{76}$$

$$\underline{\Delta U}_{Mi} = j X''_{Mj}\, \underline{I}''_{kMi} \tag{77}$$

where

μ_i, μ_j are the values given in equation (70) for both synchronous (i) and asynchronous (j) machines;

q_j is the value given in equation (73) for asynchronous motors (j);

$cU_n/\sqrt{3}$ is the equivalent voltage source at the short-circuit location;

$\underline{I}''_k$, $\underline{I}_b$ are respectively the initial symmetrical short-circuit current and the symmetrical short-circuit breaking current with influence of all network feeders, synchronous machines and asynchronous motors;

$\underline{\Delta U}''_{Gi}$, $\underline{\Delta U}''_{Mj}$ are the initial voltage drops at the terminals of the synchronous machines (i) and the asynchronous motors (j);

X''_{diK} is the corrected subtransient reactance of the synchronous machine (i):
$X''_{diK} = K_v X''_{di}$ with $K_v = K_G$, K_S or K_{SO};

X_{Mj} is the reactance for the asynchronous motor (j);

$\underline{I}''_{kGi}$, $\underline{I}''_{kMj}$ are the contributions to the initial symmetrical short-circuit current from the synchronous machines (i) and the asynchronous motors (j) as measured at the terminals of the machines.

Note that the values $\underline{I}''$ and $\underline{\Delta U}''$ of equations (76) and (77) are measured at terminals of the machine and that they are related to the same voltage.

If the short circuit is a far-from-motor short circuit i.e. $\mu_j = 1$, then take $1-\mu_j q_j = 0$, independent of the value q_j.

4.5.2.4 Unbalanced short circuits

For unbalanced short-circuit currents, the flux decay in the generator is not taken into account, and equations (66) to (68) apply.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.6 Courant de court-circuit permanent I_k

Le calcul du courant de court-circuit permanent I_k est moins précis que le calcul des courants de court-circuit initiaux I''_k.

4.6.1 Courts-circuits triphasés d'un alternateur ou d'un groupe de production

Pour des courts-circuits triphasés proches d'un alternateur alimentés directement par un seul alternateur synchrone ou un seul groupe de production conformément à la figure 11b ou 11c, le courant de court-circuit permanent I_k dépend du réseau d'excitation, de l'action du régulateur de tension et des influences de saturation.

Les machines synchrones (alternateurs, moteurs ou compensateurs) à excitation statique en bout d'arbre ne participent pas à I_k dans le cas d'un court-circuit aux bornes de la machine, mais elles participent à I_k s'il y a une impédance entre les bornes et le point de court-circuit. Une contribution est également donnée si, dans le cas d'un groupe de production, le court-circuit apparaît du côté haute tension du transformateur de groupe (voir figure 11c).

4.6.1.1 Courant de court-circuit permanent maximal

Pour le calcul du courant de court-circuit permanent maximal, l'alternateur synchrone peut être réglé à l'excitation maximale.

$$I_{kmax} = \lambda_{max} I_{rG} \tag{78}$$

Pour les réseaux à excitation statique alimentés par les bornes de l'alternateur et un court-circuit aux bornes, la tension de champ s'effondre quand la tension aux bornes s'effondre, c'est pourquoi dans ce cas on prend $\lambda_{max} = \lambda_{min} = 0$.

λ_{max} peut être obtenu à partir des figures 18 ou 19 pour les turbo-alternateurs ou les machines à pôles saillants. La réactance saturée x_{dsat} est l'inverse du rapport de court-circuit sans charge saturé.

Les courbes λ_{max} de la série 1 sont fondées sur la plus forte tension d'excitation possible prise égale à 1,3 fois l'excitation assignée à la charge assignée et au facteur de puissance pour turbo-alternateur (figure 18a) ou à 1,6 fois la tension d'excitation assignée pour les machines à pôles saillants (figure 19a).

Les courbes de λ_{max} de la série 2 sont fondées sur la plus forte tension d'excitation possible prise égale à 1,6 fois la tension d'excitation assignée à la charge et au facteur de puissance assignés pour les turbo-alternateurs (figure 18b), ou à 2,0 fois la tension d'excitation assignée pour les alternateurs à pôles saillants (figure 19b).

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.6 Steady-state short-circuit current I_k

The calculation of the steady-state short-circuit current I_k is less accurate than the calculation of the initial short-circuit current I''_k.

4.6.1 Three-phase short circuit of one generator or one power station unit

For near-to-generator three-phase short circuits fed directly from one synchronous generator or one power station unit only, according to figure 11b or 11c, the steady-state short-circuit current I_k depends on the excitation system, the voltage regulator action, and saturation influences.

Synchronous machines (generators, motors, or compensators) with terminal-fed static exciters do not contribute to I_k in the case of a short-circuit at the terminals of the machine, but they contribute to I_k if there is an impedance between the terminals and the short-circuit location. A contribution is also given if, in case of a power station unit, the short-circuit occurs on the high-voltage side of the unit transformer (see figure 11c).

4.6.1.1 Maximum steady-state short-circuit current

For the calculation of the maximum steady-state short-circuit current, the synchronous generator may be set at the maximum excitation.

$$I_{kmax} = \lambda_{max} I_{rG} \tag{78}$$

For static excitation systems fed from the generator terminals and a short circuit at the terminals, the field voltage collapses as the terminal voltage collapses, therefore take $\lambda_{max} = \lambda_{min} = 0$ in this case.

λ_{max} may be obtained from figures 18 or 19 for cylindrical rotor generators or salient-pole generators. The saturated reactance x_{dsat} is the reciprocal of the saturated no-load short-circuit ratio.

λ_{max}-curves of series 1 are based on the highest possible excitation voltage according to either 1,3 times the rated excitation at rated apparent power and power factor for cylindrical rotor generators (figure 18a) or 1,6 times the rated excitation voltage for salient-pole generators (figure 19a).

λ_{max}-curves of series 2 are based on the highest possible excitation-voltage according to either 1,6 times the rated excitation at rated apparent power and power factor for cylindrical rotor generators (figure 18b), or 2,0 times the rated excitation voltage for salient-pole generators (figure 19b).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

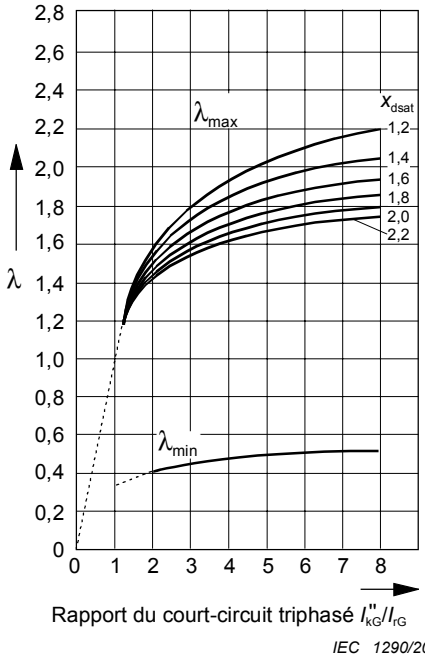


Figure 18a – Facteurs λ_{min} et λ_{max} de la série 1
(voir 4.6.1.1)

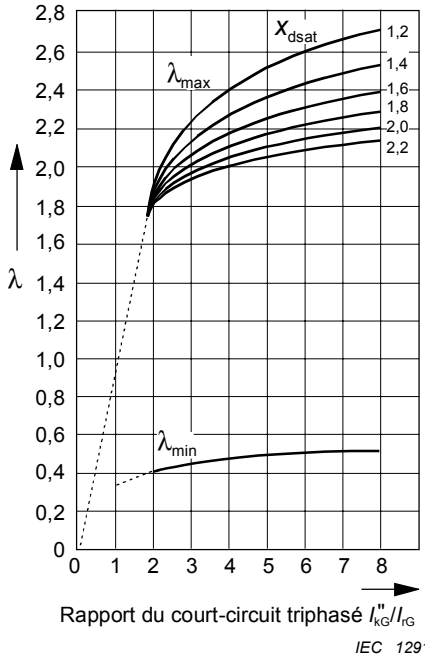


Figure 18b – Facteurs λ_{min} et λ_{max} de la série 2
(voir 4.6.1.1)

Figure 18 – Facteurs λ_{min} et λ_{max} pour turbo-alternateurs

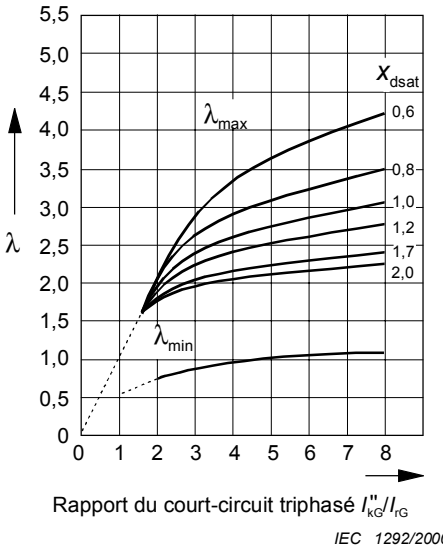


Figure 19a – Facteurs λ_{min} et λ_{max} de la série 1
(voir 4.6.1.1)

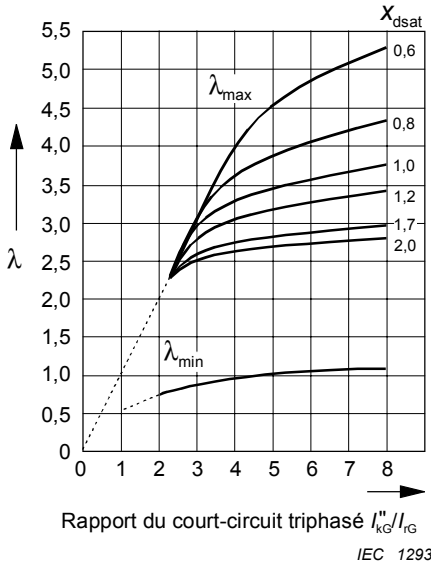


Figure 19b – Facteurs λ_{min} et λ_{max} de la série 2
(voir 4.6.1.1)

Figure 19 – Facteurs λ_{min} et λ_{max} pour les machines à pôles saillants

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

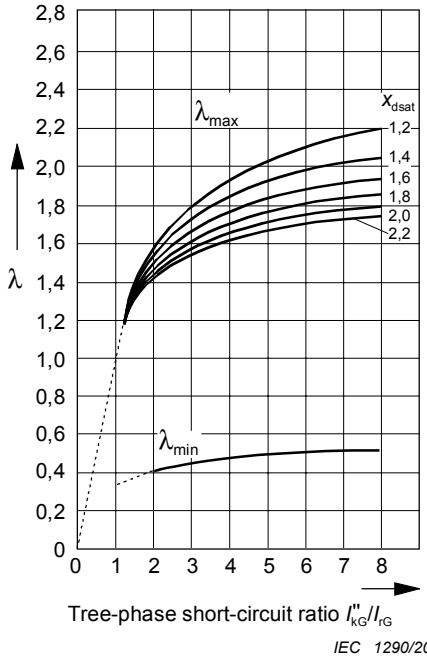


Figure 18a – λ_{min} and λ_{max} factors of series 1
(see 4.6.1.1)

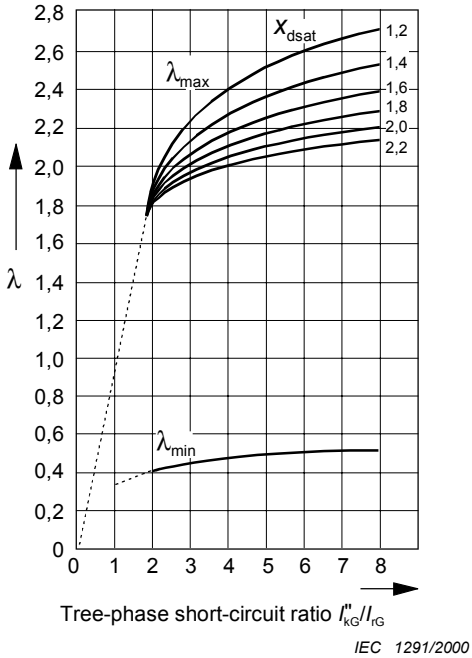


Figure 18b – λ_{min} and λ_{max} factors of series 2
(see 4.6.1.1)

Figure 18 – λ_{min} and λ_{max} factors for cylindrical rotor generators

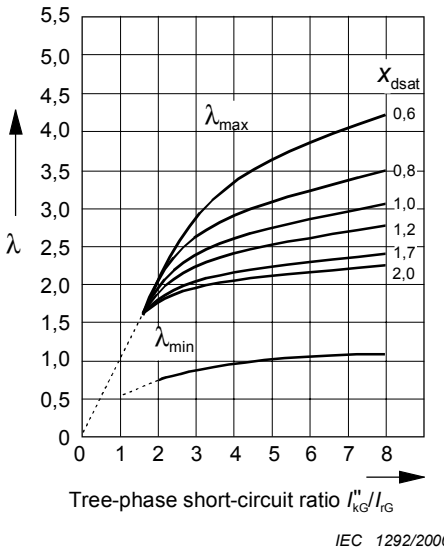


Figure 19a – λ_{min} and λ_{max} factors of series 1
(see 4.6.1.1)

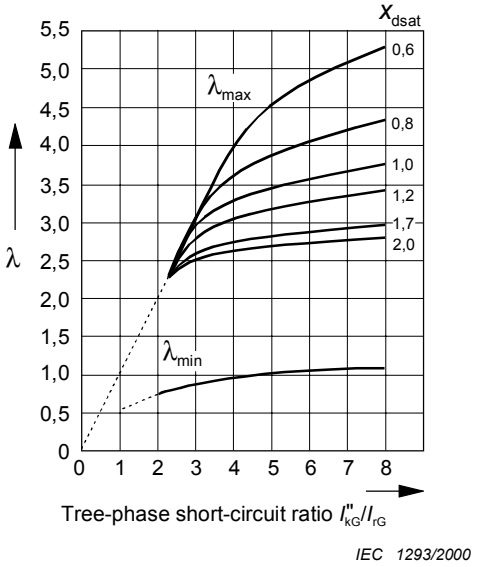


Figure 19b – λ_{min} and λ_{max} factors of series 2
(see 4.6.1.1)

Figure 19 – Factors λ_{min} and λ_{max} for salient-pole generators

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Il est permis d'appliquer également les courbes λ_{max} de la série 1 ou de la série 2 dans le cas d'une excitation statique en bout d'arbre, si le court-circuit est du côté haute tension du transformateur de groupe d'un groupe de production ou dans le réseau, et si la tension d'excitation maximale est choisie par rapport à la rupture partielle de la tension aux bornes de l'alternateur pendant le court-circuit.

NOTE Le calcul des courbes λ_{max} est possible avec l'équation (87) de la CEI 60909-1, en tenant compte que $I''_{kG}/I_{rG} = \lambda_{max}$ est valable pour les rapports $I''_{kG}/I_{rG} \leq 2$. Cela se produit dans le cas d'un court-circuit éloigné d'un alternateur.

4.6.1.2 Courant de court-circuit permanent minimal

Pour le courant de court-circuit permanent minimal dans le cas d'un court-circuit à alimentation unique provenant d'un alternateur ou d'un groupe de production conformément aux figures 11b et 11c, on suppose que l'excitation constante à vide (le régulateur de tension n'est pas efficace) de la machine synchrone est

$$I_{kmin} = \lambda_{min} I_{rG} \tag{79}$$

On peut obtenir λ_{min} à partir des figures 18 et 19. Dans le cas d'un court-circuit permanent minimal, introduire $c = c_{min}$, conformément au tableau 1.

Le calcul du courant de court-circuit permanent minimal dans un court-circuit proche d'un alternateur, alimenté par un ou plusieurs alternateurs analogues et fonctionnant en parallèle avec excitation "compound", s'effectue comme suit:

$$I_{kmin} = \frac{c_{min}\, U_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \tag{80}$$

Pour la réactance effective de l'alternateur, introduire:

$$X_{dP} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}\, I_{kP}} \tag{81}$$

I_{kP} est le courant de court-circuit permanent d'un alternateur au niveau d'un court-circuit triphasé aux bornes. Il convient d'obtenir la valeur auprès du constructeur.

4.6.2 Courts-circuits triphasés dans les réseaux non maillés

Dans le cas de courts-circuits triphasés dans des réseaux non maillés comme celui qui est représenté à la figure 12, le courant de court-circuit permanent au point de court-circuit peut être calculé par la somme des contributions des courants de court-circuit permanents individuels:

$$I_k = \sum_i I_{ki} \tag{82}$$

Exemple figure 12: $$I_k = I_{kS} + I_{kT} + I_{kM} = \lambda I_{rGt} + I''_{kT} \tag{83}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

λ_{max}-curves of series 1 or 2 may also be applied in the case of terminal-fed static exciters, if the short circuit is at the high-voltage side of the unit transformer of a power station unit or in the system, and if the maximum excitation voltage is chosen with respect to the partial breakdown of the terminal voltage of the generator during the short circuit.

NOTE The calculation of the λ_{max}-curves is possible with equation (87) from IEC 60909-1, taking into account that $I''_{kG}/I_{rG} = \lambda_{max}$ is valid for ratios $I''_{kG}/I_{rG} \leq 2$. This occurs in the case of a far-from-generator short circuit.

4.6.1.2 Minimum steady-state short-circuit current

For the minimum steady-state short-circuit current in the case of a single-fed short circuit from one generator or one power station unit according to figures 11b and 11c, constant no-load excitation (voltage regulator not being effective) of the synchronous machine is assumed:

$$I_{kmin} = \lambda_{min} I_{rG} \tag{79}$$

λ_{min} may be obtained from figures 18 and 19. In the case of minimum steady-state short circuit introduce $c = c_{min}$, according to table 1.

The calculation of the minimum steady-state short-circuit current in the case of a near-to-generator short circuit, fed by one or several similar and parallel working generators with compound excitation, is made as follows:

$$I_{kmin} = \frac{c_{min}\, U_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \tag{80}$$

For the effective reactance of the generators, introduce:

$$X_{dP} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}\, I_{kP}} \tag{81}$$

I_{kP} is the steady-state short-circuit current of a generator at a three-phase terminal short-circuit. The value should be obtained from the manufacturer.

4.6.2 Three-phase short circuit in non-meshed networks

In the case of a three-phase short circuit in non-meshed networks, as in figure 12, the steady-state short-circuit current at the short-circuit location can be calculated by the summation of the individual steady-state short-circuit current contributions:

$$I_k = \sum_i I_{ki} \tag{82}$$

Example figure 12: $$I_k = I_{kS} + I_{kT} + I_{kM} = \lambda I_{rGt} + I''_{kT} \tag{83}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

λ (λ_{max} respectivement λ_{min}) est déterminé à partir des figures 18 et 19. I_{rGt} est le courant assigné de l'alternateur transposé du côté haute tension (voir 4.2.1.2) du transformateur de groupe à la figure 12.

Dans le cas de réseaux d'alimentation ou de réseaux d'alimentation en série avec transformateurs (voir figure 12), $I_k = I''_k$ est valable (court-circuit éloigné d'un alternateur).

Conformément à l'équation (99) du tableau 3, le courant de court-circuit permanent des moteurs asynchrones est nul dans le cas d'un court-circuit triphasé aux bornes (figure 12 et équation (83)).

Lors du calcul de I_{kmax}, respectivement I_{kmin}, le facteur c_{max}, respectivement c_{min}, est pris dans le tableau 1.

4.6.3 Courts-circuits triphasés dans les réseaux maillés

Dans les réseaux maillés avec plusieurs sources, le courant de court-circuit permanent peut être calculé approximativement par:

$$I_{kmax} = I''_{kmaxM} \tag{84}$$

$$I_{kmin} = I''_{kmin} \tag{85}$$

$I''_{kmax} = I''_k$ est trouvé conformément à 2.4 et 4.2.1.5 et I''_{kmin} conformément à 2.5 et 4.2.1.5.

Les équations (84) et (85) sont valables dans le cas de courts-circuits éloignés ou proches de l'alternateur.

4.6.4 Courts-circuits dissymétriques

Dans tous les cas, pour les courts-circuits permanents asymétriques, la décroissance de flux dans l'alternateur n'est pas prise en compte et il est convient d'utiliser les équations suivantes:

$$I_{k2} = I''_{k2} \tag{86}$$

$$I_{k2E} = I''_{k2E} \tag{87}$$

$$I_{kE2E} = I''_{kE2E} \tag{88}$$

$$I_{k1} = I''_{kl} \tag{89}$$

Dans le cas de courts-circuits permanents minimaux, introduire $c = c_{min}$ conformément au tableau 1, voir 2.5.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

λ (λ_{max} or λ_{min}) is found from figures 18 and 19. I_{rGt} is the rated current of the generator transferred to the high-voltage side (see 4.2.1.2) of the unit transformer in figure 12.

In the case of network feeders or network feeders in series with transformers (see figure 12) $I_k = I''_k$ is valid (far-from-generator short circuit).

With respect to equation (99) in table 3 the steady-state short-circuit current of asynchronous motors is zero in the case of a three-phase short circuit at the terminals (figure 12 and equation (83)).

When calculating I_{kmax} or I_{kmin}, the factor c_{max} or c_{min} is taken from table 1.

4.6.3 Three-phase short circuit in meshed networks

In meshed networks with several sources the steady-state short-circuit current may be calculated approximately by:

$$I_{kmax} = I''_{kmaxM} \tag{84}$$

$$I_{kmin} = I''_{kmin} \tag{85}$$

$I''_{kmax} = I''_k$ is found according to 2.4 and 4.2.1.5, and I''_{kmin} according to 2.5 and 4.2.1.5.

Equations (84) and (85) are valid in the case of far-from-generator and in the case of near-to-generator short circuits.

4.6.4 Unbalanced short circuits

In all cases for steady-state unbalanced short circuits, the flux decay in the generator is not taken into account and the following equations should be used:

$$I_{k2} = I''_{k2} \tag{86}$$

$$I_{k2E} = I''_{k2E} \tag{87}$$

$$I_{kE2E} = I''_{kE2E} \tag{88}$$

$$I_{k1} = I''_{kl} \tag{89}$$

In the case of minimum steady-state short circuits introduce $c = c_{min}$ according to table 1, see 2.5.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,,---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.6.5 Courts-circuits de transformateur du côté basse tension, si une phase est ouverte côté haute tension

Lorsque des fusibles sont utilisés comme protection d'entrée du côté haute tension des transformateurs de réseau, un court-circuit du côté secondaire peut conduire un fusible à interrompre le courant avant que les autres fusibles haute tension ou qu'un disjoncteur n'éliminent le court-circuit. Cela peut conduire à une situation où les courants de court-circuit partiels sont trop faibles pour déclencher un autre dispositif de protection, particulièrement dans le cas de courants de court-circuit minimaux. Les matériels électriques peuvent être en surcharge à cause de la durée du court-circuit.

La figure 20 décrit cette situation avec des courts-circuits symétriques et dissymétriques avec mise à la terre au point de court-circuit F.

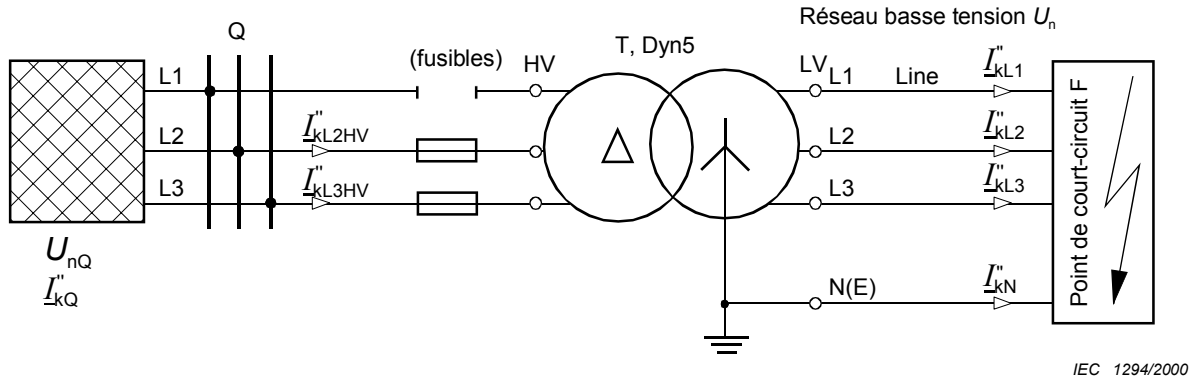


Figure 20 – Courts-circuits au secondaire des transformateurs, si une phase (fusible) est ouverte du côté haute tension d'un transformateur Dyn5

Les courants de court-circuit I''_{kL1}, I''_{kL2}, I''_{kL3} et I''_{kN} du côté basse tension du transformateur de la figure 20 peuvent être calculés en utilisant l'équation (90) avec la source de tension équivalente $cU_n/\sqrt{3}$ au point de court-circuit F. Les courants de court-circuit partiels $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$ du côté haute tension de la figure 20 peuvent également être calculés avec l'équation (90) en utilisant différentes valeurs pour le facteur α. Dans tous les cas I''_{kv} est égal à I_{kv}, car les courts-circuits sont des courts-circuits éloignés de tout alternateur (voir 1.3.17 et figure 1).

$$I''_{kv} = \alpha \frac{cU_n}{\sqrt{3}\left|\underline{Z}_{Qt} + K_T\underline{Z}_T + \underline{Z}_L + \beta\left(K_T\underline{Z}_{(0)T} + \underline{Z}_{(0)L}\right)\right|} \qquad (90)$$

où

v	représente L1, L2, L3, N(E) du côté basse-tension et L2 HV, L3 HV du côté haute tension;
$\underline{Z}_{Qt} + K_T\underline{Z}_T + \underline{Z}_L$	est l'impédance résultante dans le réseau direct du côté BT ($\underline{Z}_T=\underline{Z}_{TLV}$);
$K_T\underline{Z}_{(0)T} + \underline{Z}_{(0)L}$	est l'impédance résultante dans le réseau homopolaire du côté BT;
α, β	sont les facteurs donnés au tableau 2.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

4.6.5 Short circuits at the low-voltage side of transformers, if one line conductor is interrupted at the high-voltage side

When fuses are used as incoming protection at the high-voltage side of network transformers, a short circuit at the secondary side may cause one fuse to clear before the other high-voltage fuses or a circuit-breaker eliminates the short circuit. This can lead to a situation where the partial short-circuit currents are too small to operate any further protection device, particularly in the case of minimum short-circuit currents. Electrical equipment may be overstressed due to the short-circuit duration.

Figure 20 describes this situation with balanced and unbalanced short circuits with earth connection at the short-circuit location F.

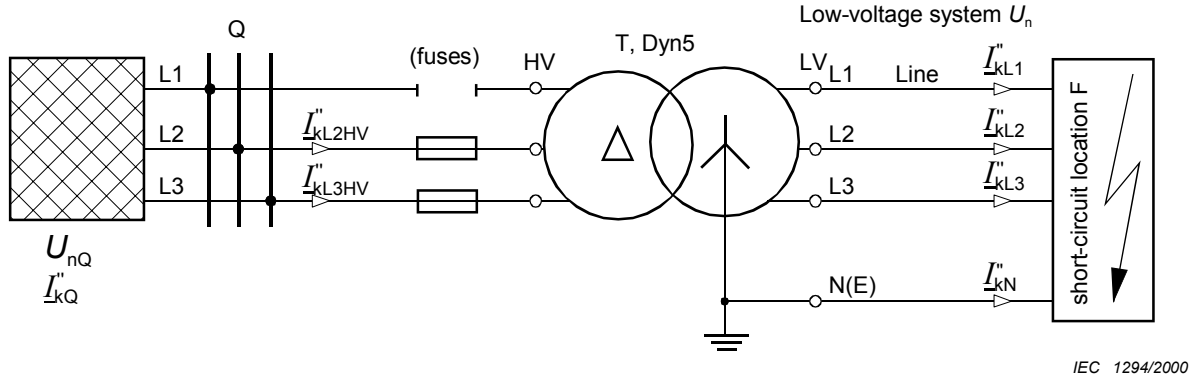


Figure 20 – Transformer secondary short circuits, if one line (fuse) is opened on the high-voltage side of a transformer Dyn5

The short-circuit currents, I''_{kL1}, I''_{kL2}, I''_{kL3} and I''_{kN} at the low-voltage side of the transformer in figure 20 can be calculated using equation (90) with the equivalent voltage source $cU_n/\sqrt{3}$ at the short-circuit location F. The partial short-circuit currents $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$ at the high-voltage side in figure 20 may also be calculated with equation (90) using appropriate values for the factor α. In all cases I''_{kv} is equal to I_{kv}, because the short circuits are far-from-generator short circuits (see 1.3.17 and figure 1).

$$I''_{kv} = \alpha \frac{cU_n}{\sqrt{3}\left|\underline{Z}_{Qt} + K_T\underline{Z}_T + \underline{Z}_L + \beta\left(K_T\underline{Z}_{(0)T} + \underline{Z}_{(0)L}\right)\right|} \qquad (90)$$

where

v	represents L1, L2, L3, N(E) at the low-voltage side and L2 HV, L3 HV at the high-voltage side;
$\underline{Z}_{Qt} + K_T\underline{Z}_T + \underline{Z}_L$	is the resultant impedance in the positive-sequence system at the LV-side ($\underline{Z}_T = \underline{Z}_{TLV}$);
$K_T\underline{Z}_{(0)T} + \underline{Z}_{(0)L}$	is the resultant impedance in the zero-sequence system at the LV-side;
α, β	are factors given in table 2.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Tout court-circuit biphasé sans mise à la terre provoque des courants plus faibles que les courants assignés, c'est pourquoi ce cas n'est pas pris en compte au tableau 2.

Tableau 2 – Facteurs α et β pour le calcul des courants de court-circuit avec l'équation (90)
Rapport de transformation assigné $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$

Court-circuit en F (voir figure 20)	**Court-circuit triphasé**	**Court-circuit biphasé à la terre**		**Court-circuit monophasé**
Lignes affectées du côté basse tension	L1, L2, L3 L1, L2, L3, E(N)	L1, L3, E(N)	L1, L2, E(N) L2, L3, E(N)	L2, E(N)[1)]
Facteur β	0	2	0,5	0,5
Facteur α (BT) pour les courant				
I''_{kL1}	0,5	1,5	–	–
I''_{kL2}	1,0	–	1,5	1,5
I''_{kL3}	0,5	1,5	–	–
I''_{kN}	–	3,0	1,5	1,5
Facteur α (HV) pour les courants I''_{kV} $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$

[1)] En cas de courts-circuits monophasés L1, E(N) ou L3, E(N), les faibles courants qui en résultent sont stipulés par les impédances de circuit ouvert du transformateur. Il est permis de les négliger.

Aucun courant de court-circuit des côtés basse ou haute tension du transformateur de la figure 20 n'est supérieur au courant de court-circuit symétrique ou dissymétrique le plus élevé dans le cas d'une alimentation HT intacte (voir figure 10). C'est pourquoi, l'équation (90) n'est intéressante que pour le calcul des courants de court-circuit minimaux (voir tableau 1 pour $c = c_{min}$ et voir 2.5).

4.7 Courts-circuits aux bornes des moteurs asynchrones

Dans le cas des courts-circuits triphasés et biphasés aux bornes des moteurs asynchrones, les courants de court-circuit partiels I''_{kM}, i_{pM}, I_{bM}, et I_{kM} sont évalués comme indiqué au tableau 3. Pour les réseaux à la terre, l'influence des moteurs sur le courant de court-circuit biphasé ne peut pas être négligée. Prendre les impédances des moteurs avec $\underline{Z}_{(1)M} = \underline{Z}_{(2)M} = \underline{Z}_M$ et $\underline{Z}_{(0)M}$. Si le moteur n'est pas à la terre, l'impédance homopolaire devient $\underline{Z}_{(0)M} = \infty$.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Any line-to-line short circuits without earth connection cause currents smaller than the rated currents, therefore this case is not taken into account in table 2.

Table 2 – Factors α and β for the calculation of short-circuit currents with equation (90)
Rated transformation ratio $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$

Short circuit in F (see figure 20)	**Three-phase short circuit**	**Line-to-line short circuit with earth connection**		**Line-to-earth short circuit**
Affected lines at the low-voltage side	L1, L2, L3 L1, L2, L3, N(E)	L1, L3, N(E)	L1, L2, N(E) L2, L3, N(E)	L2, N(E)[1)]
Factor β	0	2	0,5	0,5
Factor α (LV) for the currents				
I''_{kL1}	0,5	1,5	–	–
I''_{kL2}	1,0	–	1,5	1,5
I''_{kL3}	0,5	1,5	–	–
I''_{kN}	–	3,0	1,5	1,5
Factor α (HV) for the currents I''_{kV} $I''_{kL2HV} = I''_{kL3HV}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{t_r} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$

[1)] In the case of line-to-earth short circuits L1, N(E) or L3, N(E), the resulting small currents are stipulated by the transformer open-circuit impedances. They may be neglected.

No short-circuit current on the low-voltage or on the high-voltage side of the transformer in figure 20 is higher than the highest balanced or unbalanced short-circuit current in the case of an intact HV-feeding (see figure 10). Therefore equation (90) is only of interest for the calculation of minimum short-circuit currents (see table 1 for $c = c_{min}$, and 2.5).

4.7 Terminal short circuit of asynchronous motors

In the case of three-phase and line-to-line short circuits at the terminals of asynchronous motors, the partial short-circuit currents I''_{kM}, i_{pM}, I_{bM}, and I_{kM} are evaluated as shown in table 3. For grounded systems the influence of motors on the line-to-earth short-circuit current cannot be neglected. Take the impedances of the motors with $Z_{(1)M} = Z_{(2)M} = \underline{Z}_M$ and $Z_{(0)M}$. If the motor is not earthed, the zero-sequence impedance becomes $Z_{(0)M} = \infty$.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Tableau 3 – Calcul des courants de court-circuit des moteurs asynchrones dans le cas d'un court-circuit aux bornes (voir 4.7)

Court-circuit	Court-circuit triphasé	Court-circuit biphasé	Court-circuit monophasé
Courant de court-circuit symétrique initial	$I''_{k3M} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,Z_M}$ (91)	$I''_{k2M} = \frac{\sqrt{3}}{2}\, I''_{k3M}$ (92)	See 4.7
Valeur de crête du courant de court-circuit	$i_{p3M} = \kappa_M \sqrt{2}\, I''_{k3M}$ (93)	$i_{p2M} = \frac{\sqrt{3}}{2}\, i_{p3M}$ (94)	$i_{p1M} = \kappa_M \sqrt{2}\, I''_{k1M}$ (95)
	Moteurs moyenne tension: κ_M = 1,65 (correspondant à R_M/X_M = 0,15) pour puissance de moteur par paire de pôles <1 MW κ_M = 1,75 (correspondant à R_M/X_M = 0,10) pour puissance de moteur par paire de pôles ≥1 MW Groupes de moteurs BT avec câbles de connexion: κ_M = 1,3 (correspondant à R_M/X_M = 0,42)		
Courant de court-circuit symétrique coupé	$I_{b3M} = \mu q\, I''_{k3M}$ (96)	$I_{b2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2}\, I''_{k3M}$ (97)	$I_{b1M} \approx I''_{k1M}$ (98)
	μ conformément à l'équation (70) ou à la figure 16, avec I''_{kM}/I_{rM} q conformément à l'équation (73) ou à la figure 17.		
Courant de court-circuit permanent	$I_{k3M} = 0$ (99)	$I_{k2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2}\, I''_{k3M}$ (100)	$I_{k1M} \approx I''_{k1M}$ (101)

4.8 Intégrale de Joule et courant de court-circuit thermique équivalent

L'intégrale de Joule $\int i^2\,dt$ est une mesure de l'énergie générée dans l'élément résistif du réseau par le courant de court-circuit. Dans cette norme il est calculé en utilisant un facteur m pour l'effet calorifique fonction du temps de la composante continue du courant de court-circuit et un facteur n pour l'effet calorifique fonction du temps de la composante alternative du courant de court-circuit (voir 21 et 22).

$$\int_0^{T_k} i^2\,dt = I''^2_k\,(m+n)T_k = I^2_{th}\,T_k \qquad (102)$$

Le courant de court-circuit thermique équivalent est:

$$I_{th} = I''_k\,\sqrt{m+n} \qquad (103)$$

--`,,```,,,,``,,,,

Table 3 – Calculation of short-circuit currents of asynchronous motors in the case of a short circuit at the terminals (see 4.7)

Short circuit	Three-phase short circuit	Line-to-line short circuit	Line-to-earth short circuit
Initial symmetrical short-circuit current	$I''_{k3M} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\,Z_M}$ (91)	$I''_{k2M} = \frac{\sqrt{3}}{2}\,I''_{k3M}$ (92)	See 4.7
Peak short-circuit current	$i_{p3M} = \kappa_M\,\sqrt{2}\,I''_{k3M}$ (93)	$i_{p2M} = \frac{\sqrt{3}}{2}\,i_{p3M}$ (94)	$i_{p1M} = \kappa_M\,\sqrt{2}\,I''_{k1M}$ (95)
	Medium-voltage motors: κ_M = 1,65 (corresponding to R_M/X_M = 0,15) for motor powers per pair of poles <1 MW κ_M = 1,75 (corresponding to R_M/X_M = 0,10) for motor powers per pair of poles ≥1 MW Low-voltage motor groups with connection cables: κ_M = 1,3 (corresponding to R_M/X_M = 0,42)		
Symmetrical short-circuit breaking current	$I_{b3M} = \mu q\,I''_{k3M}$ (96)	$I_{b2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2}\,I''_{k3M}$ (97)	$I_{b1M} \approx I''_{k1M}$ (98)
	μ according to equation (70) or figure 16, with I''_{kM}/I_{rM} q according to equation (73) or figure 17.		
Steady-state short-circuit current	$I_{k3M} = 0$ (99)	$I_{k2M} \approx \frac{\sqrt{3}}{2}\,I''_{k3M}$ (100)	$I_{k1M} \approx I''_{k1M}$ (101)

4.8 Joule integral and thermal equivalent short-circuit curernt

The joule integral $\int i^2\,dt$ is a measure of the energy generated in the resistive element of the system by the short-circuit current. In this standard it is calculated using a factor m for the time-dependent heat effect of the d.c. component of the short-circuit current and a factor n for the time-dependent heat effect of the a.c. component of the short-circuit current (see figures 21 and 22)

$$\int_0^{T_k} i^2\,dt = I''^2_k\,(m+n)T_k = I^2_{th}\,T_k \qquad (102)$$

The thermal equivalent short-circuit current is:

$$I_{th} = I''_k\,\sqrt{m+n} \qquad (103)$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Pour une suite de i (i = 1, 2,....,r) les courants de court-circuit successifs individuels triphasés, l'équation suivante doit être utilisée pour le calcul de l'intégrale de Joule ou le courant de court-circuit thermique équivalent..

$$\int i^2 \, \mathrm{d}t = \sum_{i=1}^{i=r} I''^2_{k_i} \left(m_i + n_i\right) T_{ki} = I^2_{th} T_k \tag{104}$$

$$I_{th} = \sqrt{\frac{\int i^2 \, \mathrm{d}t}{T_k}} \tag{105}$$

avec

$$T_k = \sum_{i=1}^{i=r} T_{ki} \tag{106}$$

où

I''_{ki} est le courant de court-circuit initial triphasé pour chaque court-circuit

I_{th} est le courant de court-circuit thermique équivalent

m_i est le facteur pour l'effet thermique de la composante continue pour chaque court-circuit

n_i est le facteur pour l'effet thermique de la composante alternative pour chaque court-circuit

T_{ki} est la durée du courant de court-circuit pour chaque court-circuit

T_k est la somme de la durée du courant de court-circuit pour chaque courant de court-circuit (voir l'équation (106))

Il convient que l'intégrale de Joule et que le courant de court-circuit thermique équivalent soient toujours donnés avec la durée du court-circuit à laquelle ils sont associés.

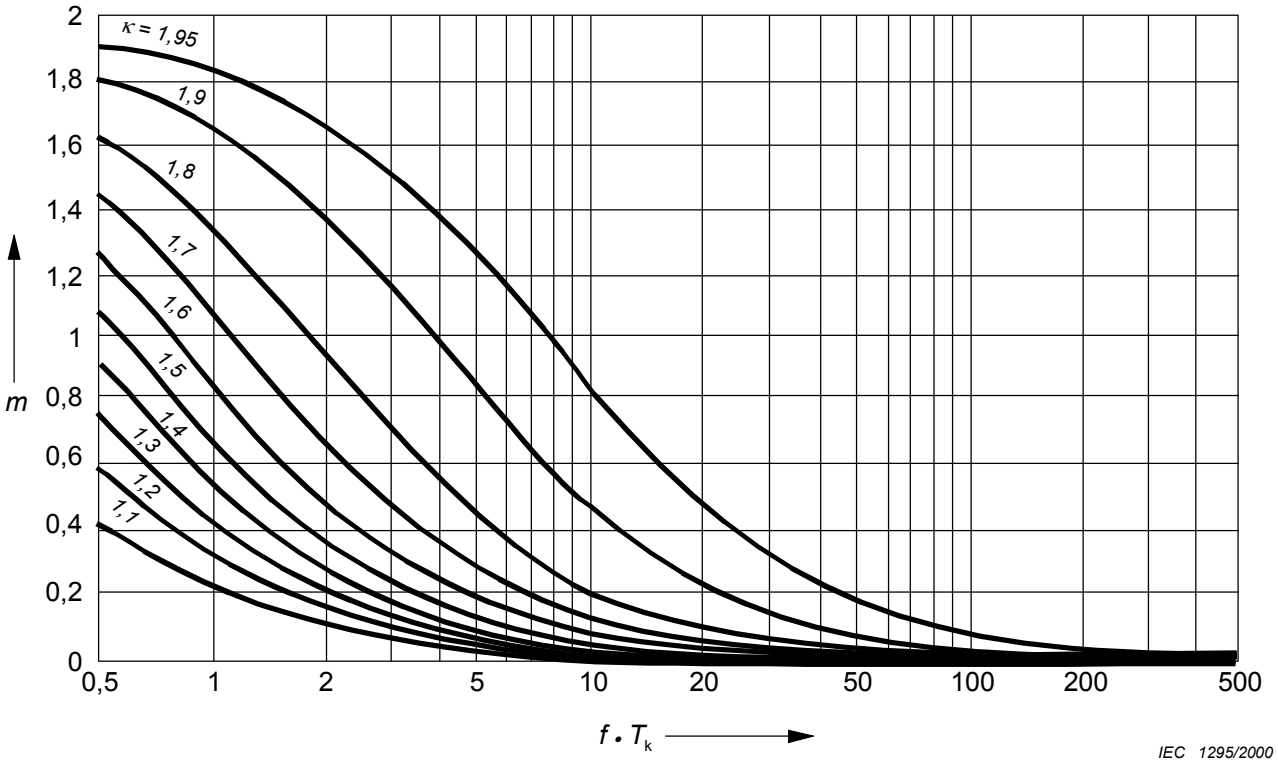


Figure 21 – Facteur *m* pour l'effet calorifique de la composante continue du courant de court-circuit (pour la programmation, l'équation relative à *m* est donnée à l'annexe A)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

For a series of i (i = 1, 2,....,r) three-phase successive individual short-circuit currents, the following equation shall be used for the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current.

$$\int i^2 \mathrm{d}t = \sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{i}=\mathrm{r}} I''^2_{\mathrm{k}_\mathrm{i}} \left(m_\mathrm{i} + n_\mathrm{i}\right) T_{\mathrm{ki}} = I^2_{\mathrm{th}} T_\mathrm{k} \tag{104}$$

$$I_{\mathrm{th}} = \sqrt{\frac{\int i^2 \mathrm{d}t}{T_\mathrm{k}}} \tag{105}$$

with

$$T_\mathrm{k} = \sum_{i=1}^{i=\mathrm{r}} T_{\mathrm{ki}} \tag{106}$$

where

I''_{ki} is the initial symmetrical three-phase short-circuit current for each short circuit

I_{th} is the thermal equivalent short-circuit current

m_i is the factor for the heat effect of the d.c. component for each short-circuit current

n_i is the factor for the heat effect of the a.c. component for each short-circuit current

T_{ki} is the duration of the short-circuit current for each short circuit

T_k is the sum of the durations for each short-circuit current (see equation (106))

The Joule integral and the thermal equivalent short-circuit current should always be given with the short-circuit duration with which they are associated.

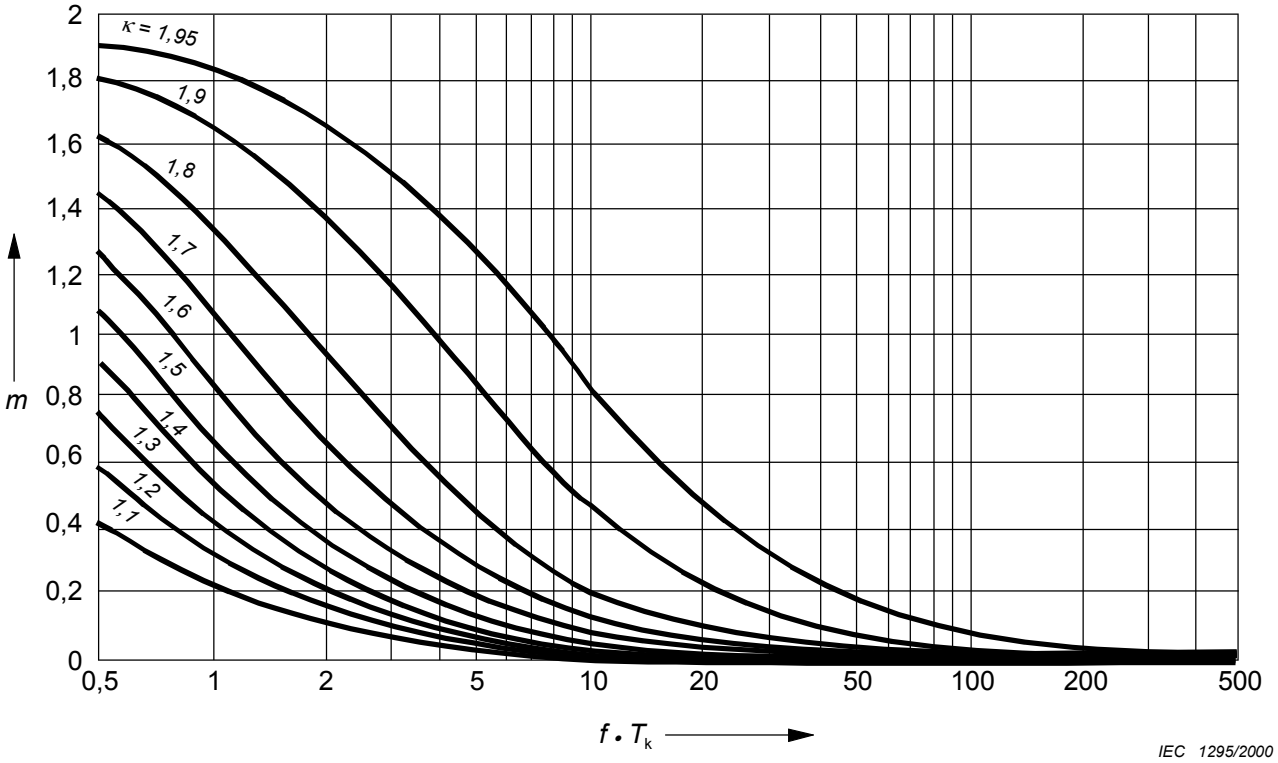


Figure 21 – Factor *m* for the heat effect of the d.c. component of the short-circuit current (for programming, the equation for *m* is given in annex A)

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

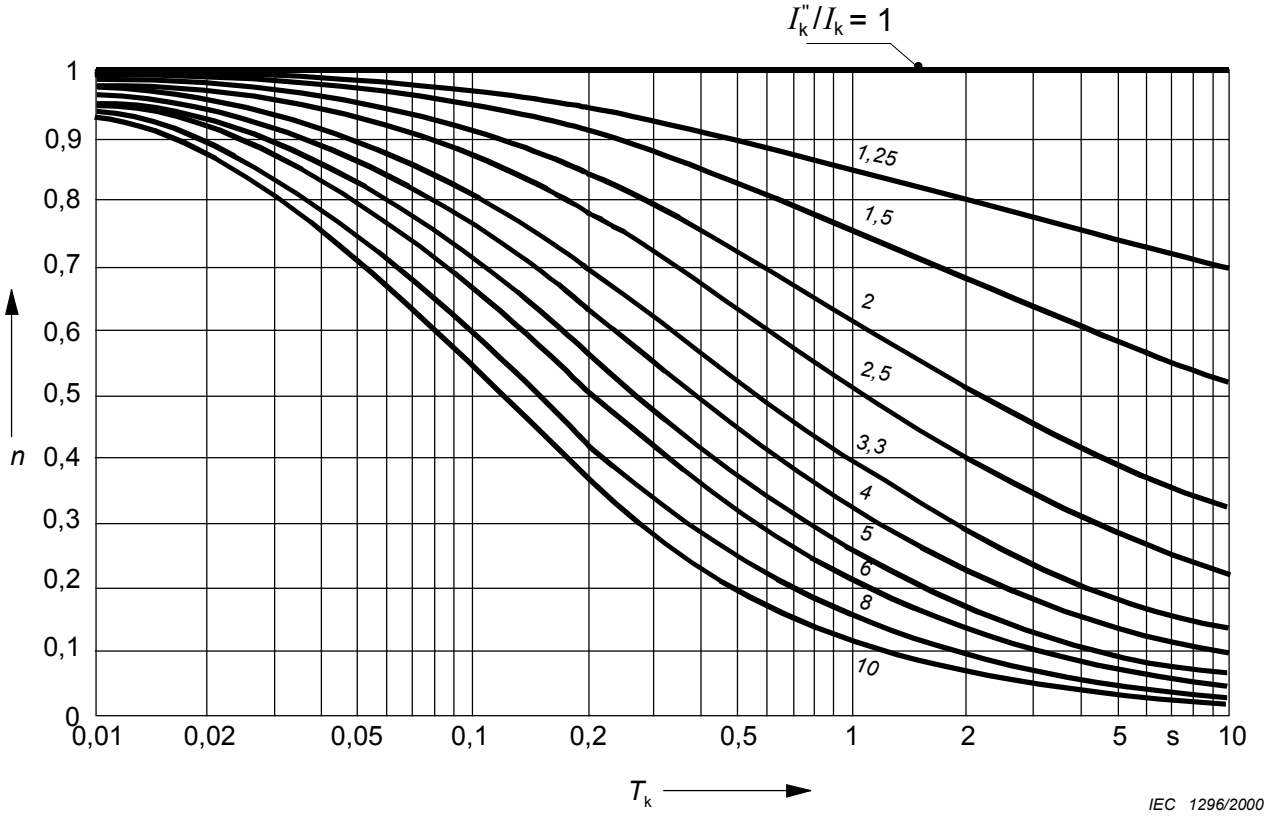


Figure 22 – Facteur *n* pour l'effet calorifique de la composante alternative du courant de court-circuit (pour la programmation, l'équation relative à *n* est donnée à l'annexe A)

Les facteurs m_i sont obtenus de la figure 21 en utilisant $f \cdot T_{ki}$ et le facteur κ déduit de 4.3. Les facteurs n_i sont obtenus à partir de la figure 22 en utilisant T_{ki} et le rapport I''_{ki} / I_{ki}, où I_{ki} est le courant de court-circuit permanent pour chaque court-circuit

Si un certain nombre de courts-circuits se produisent séparés par un faible intervalle de temps, l'intégrale de Joule résultante est la somme des intégrales de Joule des courants de court-circuit individuels, comme indiqué dans l'équation (104).

Pour les réseaux de distribution (courts-circuits éloignés des alternateurs), habituellement n=1 peut être utilisé.

Pour les courts-circuits loin des alternateurs avec une durée de court-circuit assignée de 0,5 s ou plus, il est autorisé de prendre $m + n = 1$.

Si l'intégrale de Joule ou le courant de court-circuit thermrique équivalent doit être calculé pour les courts-circuits dissymétriques, remplacer I''_{ki} par les courants de court-circuit dissymétriques correspondants.

NOTE Pour le calcul de l'intégrale de Joule ou du courant de court-circuit thermique équivalent, le courant de court-circuit triphasé peut être décisif.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

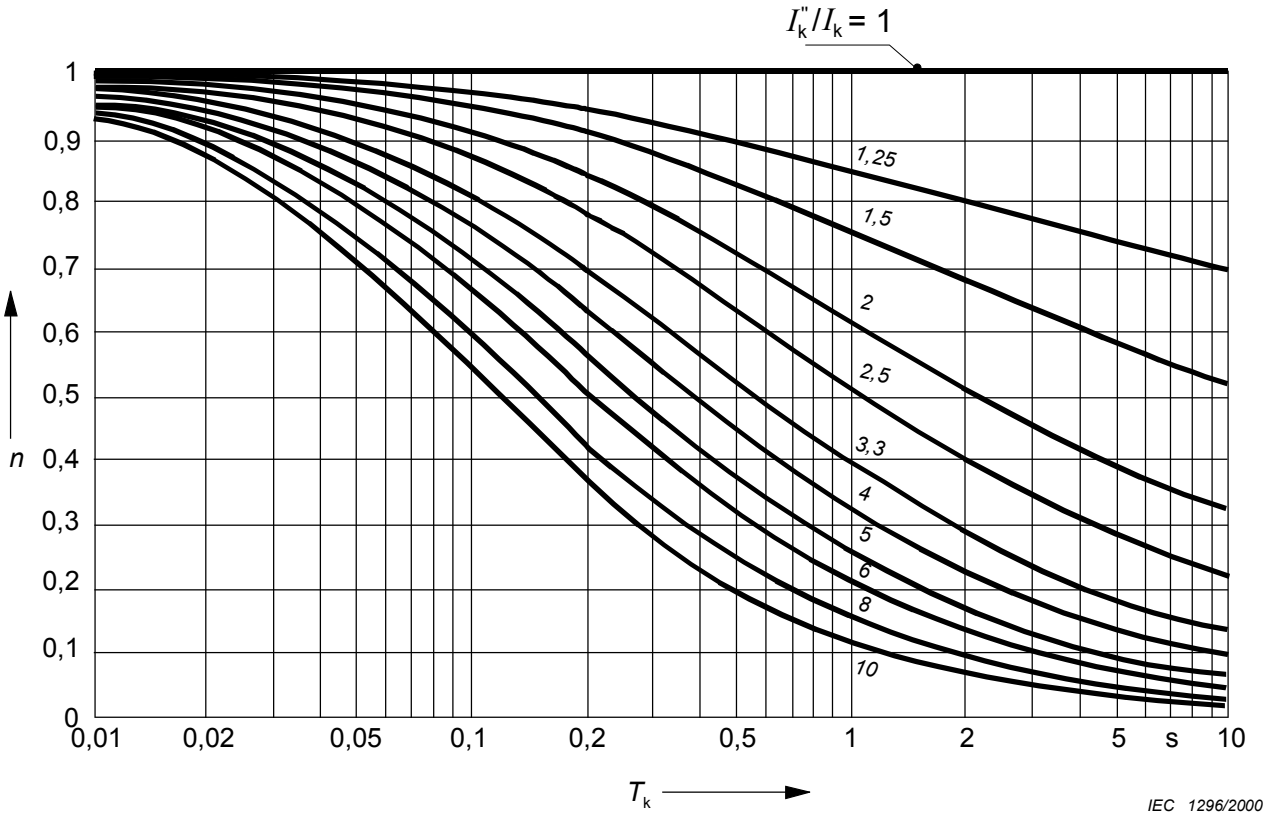


Figure 22 – Factor *n* for the heat effect of the a.c. component of the short-circuit current (for programming, the equation for *n* is given in annex A)

The factors m_i are obtained from Figure 21 using $f \cdot T_{ki}$ and the factor κ derived in 4.3. The factors n_i are obtained from Figure 22 using T_{ki} and the quotient $I''_{ki} / I_{ki.}$, where I_{ki} is the steady-state short-circuit current for each short circuit.

When a number of short circuits occur with a short time interval in between them, the resulting Joule integral is the sum of the Joule integrals of the individual short-circuit currents, as given in equation (104).

For distribution networks (far-from-generator short circuits) usually n=1 can be used.

For far-from-generator short circuit with the rated short-circuit duration of 0,5 s or more, it is permissible to take $m + n = 1$.

If the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current shall be calculated for unbalanced short circuits, replace I''_{ki} with the appropriate unbalanced short-circuit currents.

NOTE For the calculation of the Joule integral or the thermal equivalent short-circuit current in three-phase a.c. systems, the three-phase short-circuit current may be decisive.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Quand un circuit est protégé par des fusibles ou des disjoncteurs limiteurs de courant, leur intégrale de Joule peut limiter la valeur ci-dessous à celle calculée conformément aux équations (102) ou (104). Dans ce cas, l'intégrale de Joule est déterminée à partir des caractéristiques du dispositif limiteur de courant.

NOTE Jusqu'ici, le courant de curt-circuit thermique équivalent et l'intégrale de Joule sont donnés dans la CEI 60865-1:1993. Les facteurs *m* et *n* sont d'abord apparus comme figures 12a et 12b de la CEI 60865-1 et sont identiques à celles-ci.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

When a circuit is protected by fuses or current-limiting circuit-breakers, their Joule integral may limit the value below that calculated in accordance with equation (102) or (104). In this case the Joule integral is determined from the characteristic of the current-limiting device.

NOTE Up to now the thermal equivalent short-time current and the Joule integral are given in IEC 60865-1:1993. The factors *m* and *n* first appeared as Figures 12a and 12b of IEC 60865-1 and are identical to them.

--`,`,```,,,``,`````,`,,``,``,,,-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Annexe A
(normative)

Equations pour calculer les facteurs *m* et *n*

Le facteur *m* de la figure 21 est donné par:

$$m = \frac{1}{2\,fT_{\mathrm{k}}\ \ln\,(\kappa-1)}\left[\mathrm{e}^{4\,fT_{\mathrm{k}}\,\ln(\kappa-1)}-1\right]$$

Le facteur *n* de la figure 22 est donné par:

$$\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}} = 1: \qquad\qquad n = 1$$

$$\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}} \geq 1{,}25:$$

$$n = \frac{1}{(I''_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}})^2}\left[1+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{20\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-20T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}\right)^2+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{2\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-2T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-1\right)^2\right.$$

$$+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{5\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-10T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}\right)+\frac{2T'_{\mathrm{d}}}{T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-1\right)$$

$$\left.+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{5{,}5\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-11T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}\right)\left(\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-1\right)\right]$$

où

$$\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}} = \frac{I''_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}}}{0{,}88+0{,}17\,I''_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}}}$$

$$T'_{\mathrm{d}} = \frac{3{,}1\,\mathrm{s}}{I'_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}}}$$

--`,`,```,,,,``,`,```,,,,``,`,``,,,,-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Annex A
(normative)

Equations for the calculation of the factors *m* and *n*

The factor *m* in figure 21 is given by:

$$m = \frac{1}{2\,fT_{\mathrm{k}}\ \ln\left(\kappa-1\right)}\left[e^{4\,fT_{\mathrm{k}}\ \ln(\kappa-1)}-1\right]$$

The factor *n* in figure 22 is given by:

$\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}} = 1:$ $\qquad n = 1$

$\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}} \geq 1{,}25:$

$$n = \frac{1}{\left(I''_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}}\right)^2}\left[1+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{20\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-20T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}\right)^2+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{2\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-2T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-1\right)^2\right.$$

$$+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{5\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-10T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}\right)+\frac{2T'_{\mathrm{d}}}{T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-1\right)$$

$$\left.+\frac{T'_{\mathrm{d}}}{5{,}5\,T_{\mathrm{k}}}\left(1-\mathrm{e}^{-11T_{\mathrm{k}}/T'_{\mathrm{d}}}\right)\left(\frac{I''_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}\right)\left(\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}}-1\right)\right]$$

where

$$\frac{I'_{\mathrm{k}}}{I_{\mathrm{k}}} = \frac{I''_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}}}{0{,}88+0{,}17\,I''_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}}}$$

$$T'_{\mathrm{d}} = \frac{3{,}1\,\mathrm{s}}{I'_{\mathrm{k}}/I_{\mathrm{k}}}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Standards Survey

The IEC would like to offer you the best quality standards possible. To make sure that we continue to meet your needs, your feedback is essential. Would you please take a minute to answer the questions overleaf and fax them to us at +41 22 919 03 00 or mail them to the address below. Thank you!

Customer Service Centre (CSC)

International Electrotechnical Commission
3, rue de Varembé
1211 Genève 20
Switzerland

or

Fax to: **IEC**/CSC at +41 22 919 03 00

Thank you for your contribution to the standards-making process.

Nicht frankieren
Ne pas affranchir

Non affrancare
No stamp required

A Prioritaire

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Customer Service Centre (CSC)
International Electrotechnical Commission
3, rue de Varembé
1211 GENEVA 20
Switzerland

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Q1 Please report on **ONE STANDARD** and **ONE STANDARD ONLY**. Enter the exact number of the standard: *(e.g. 60601-1-1)*

.....

Q2 Please tell us in what capacity(ies) you bought the standard *(tick all that apply).* I am the/a:

purchasing agent ❑
librarian ❑
researcher ❑
design engineer ❑
safety engineer ❑
testing engineer ❑
marketing specialist ❑
other.....

Q3 I work for/in/as a: *(tick all that apply)*

manufacturing ❑
consultant ❑
government ❑
test/certification facility ❑
public utility ❑
education ❑
military ❑
other.....

Q4 This standard will be used for: *(tick all that apply)*

general reference ❑
product research ❑
product design/development ❑
specifications ❑
tenders ❑
quality assessment ❑
certification ❑
technical documentation ❑
thesis ❑
manufacturing ❑
other.....

Q5 This standard meets my needs: *(tick one)*

not at all ❑
nearly ❑
fairly well ❑
exactly ❑

Q6 If you ticked NOT AT ALL in Question 5 the reason is: *(tick all that apply)*

standard is out of date ❑
standard is incomplete ❑
standard is too academic ❑
standard is too superficial ❑
title is misleading ❑
I made the wrong choice ❑
other .....

Q7 Please assess the standard in the following categories, using the numbers:
(1) unacceptable,
(2) below average,
(3) average,
(4) above average,
(5) exceptional,
(6) not applicable

timeliness.....
quality of writing.....
technical contents.....
logic of arrangement of contents .....
tables, charts, graphs, figures.....
other .....

Q8 I read/use the: *(tick one)*

French text only ❑
English text only ❑
both English and French texts ❑

Q9 Please share any comment on any aspect of the IEC that you would like us to know:

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Enquête sur les normes

La CEI ambitionne de vous offrir les meilleures normes possibles. Pour nous assurer que nous continuons à répondre à votre attente, nous avons besoin de quelques renseignements de votre part. Nous vous demandons simplement de consacrer un instant pour répondre au questionnaire ci-après et de nous le retourner par fax au +41 22 919 03 00 ou par courrier à l'adresse ci-dessous. Merci !

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale
3, rue de Varembé
1211 Genève 20
Suisse

ou

Télécopie: **CEI**/CSC +41 22 919 03 00

Nous vous remercions de la contribution que vous voudrez bien apporter ainsi à la Normalisation Internationale.

Nicht frankieren
Ne pas affranchir

Non affrancare
No stamp required

A Prioritaire

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Centre du Service Clientèle (CSC)
Commission Electrotechnique Internationale
3, rue de Varembé
1211 GENÈVE 20
Suisse

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,,,--`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Q1 Veuillez ne mentionner qu'**UNE SEULE NORME** et indiquer son numéro exact: (*ex. 60601-1-1)*

.....

Q2 En tant qu'acheteur de cette norme, quelle est votre fonction?
(cochez tout ce qui convient)
Je suis le/un:

agent d'un service d'achat ❑
bibliothécaire ❑
chercheur ❑
ingénieur concepteur ❑
ingénieur sécurité ❑
ingénieur d'essais ❑
spécialiste en marketing ❑
autre(s).....

Q3 Je travaille:
(cochez tout ce qui convient)

dans l'industrie ❑
comme consultant ❑
pour un gouvernement ❑
pour un organisme d'essais/ certification ❑
dans un service public ❑
dans l'enseignement ❑
comme militaire ❑
autre(s).....

Q4 Cette norme sera utilisée pour/comme
(cochez tout ce qui convient)

ouvrage de référence ❑
une recherche de produit ❑
une étude/développement de produit ❑
des spécifications ❑
des soumissions ❑
une évaluation de la qualité ❑
une certification ❑
une documentation technique ❑
une thèse ❑
la fabrication ❑
autre(s).....

Q5 Cette norme répond-elle à vos besoins:
(une seule réponse)

pas du tout ❑
à peu près ❑
assez bien ❑
parfaitement ❑

Q6 Si vous avez répondu PAS DU TOUT à Q5, c'est pour la/les raison(s) suivantes:
(cochez tout ce qui convient)

la norme a besoin d'être révisée ❑
la norme est incomplète ❑
la norme est trop théorique ❑
la norme est trop superficielle ❑
le titre est équivoque ❑
je n'ai pas fait le bon choix ❑
autre(s) .....

Q7 Veuillez évaluer chacun des critères ci-dessous en utilisant les chiffres
(1) inacceptable,
(2) au-dessous de la moyenne,
(3) moyen,
(4) au-dessus de la moyenne,
(5) exceptionnel,
(6) sans objet

publication en temps opportun .....
qualité de la rédaction.....
contenu technique .....
disposition logique du contenu .....
tableaux, diagrammes, graphiques, figures.....
autre(s) .....

Q8 Je lis/utilise: *(une seule réponse)*

uniquement le texte français ❑
uniquement le texte anglais ❑
les textes anglais et français ❑

Q9 Veuillez nous faire part de vos observations éventuelles sur la CEI:

.....
.....
.....
.....
.....
.....

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

ISBN 2-8318-5369-9



ICS 17.220.01; 29.240.20

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS