

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

TR 60909-4

Première édition
First edition
2000-07

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

**Partie 4:
Exemples pour le calcul des courants
de court-circuit**

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

**Part 4:
Examples for the calculation of
short-circuit currents**



Numéro de référence
Reference number
IEC/TR 60909-4:2000

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

Publications 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.

Validité de la présente publication

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

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- **«Site web» de la CEI***
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement
(Catalogue en ligne)*
- **Bulletin de la CEI**
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. 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.

Validity of this publication

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

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

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 to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site***
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates
(On-line catalogue)*
- **IEC Bulletin**
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

* See web site address on title page.

**RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT**

**CEI
IEC**

TR 60909-4

Première édition
First edition
2000-07

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

**Partie 4:
Exemples pour le calcul des courants
de court-circuit**

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

**Part 4:
Examples for the calculation of
short-circuit currents**

© IEC 2000 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 photo-copie 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
Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembe Geneva, Switzerland
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*

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS.....	6
Articles	
1 Généralités	10
1.1 Domaine d'application et objet.....	10
1.2 Documents de référence.....	10
1.3 Définitions, symboles et indices, et équations.....	12
2 Impédances directe, inverse et homopolaire des matériels électriques	12
2.1 Lignes aériennes, câbles et réactances de limitation du courant de court-circuit	12
2.2 Transformateurs.....	14
2.3 Alternateurs et groupes de production.....	26
3 Calcul des courants de court-circuit dans un réseau basse tension $U_n = 400 \text{ V}$	36
3.1 Problème.....	36
3.2 Détermination des impédances directes.....	36
3.2.1 Réseau d'alimentation	36
3.2.2 Transformateurs.....	40
3.2.3 Lignes (câbles et ligne aérienne).....	40
3.3 Détermination des impédances homopolaires.....	42
3.3.1 Transformateurs.....	42
3.3.2 Lignes (câbles et lignes aériennes).....	42
3.4 Calcul de I_k'' et i_p pour les court circuits triphasés	44
3.4.1 Point de court-circuit F1	44
3.4.2 Point de court-circuit F2	46
3.4.3 Point de court-circuit F3.....	48
3.5 Calcul de I_{k1}'' et i_{p1} pour les courts-circuits phase terre	48
3.5.1 Point de court-circuit F1	48
3.5.2 Point de court-circuit F2.....	52
3.5.3 Point de court-circuit F3.....	54
3.6 Récapitulation des résultats.....	54
4 Calcul des courants de court-circuit triphasés dans un réseau moyenne tension – influence des moteurs	56
4.1 Problème.....	56
4.2 Calcul complexe à partir de grandeurs réelles	58
4.3 Calcul avec les réactances de court-circuit du matériel électrique.....	66
4.4 Calcul à partir des grandeurs réduites	70
4.5 Calcul avec la méthode de superposition.....	74

CONTENTS

	Page
FOREWORD	7
Clause	
1 General.....	11
1.1 Scope and object.....	11
1.2 Reference documents	11
1.3 Definitions, symbols and indices, and equations	13
2 Positive-sequence, negative-sequence and zero-sequence impedances of electrical equipment.....	13
2.1 Overhead lines, cables and short-circuit limiting reactors	13
2.2 Transformers.....	15
2.3 Generators and power-station units	27
3 Calculation of short-circuit currents in a low-voltage system $U_n = 400\text{ V}$	37
3.1 Problem	37
3.2 Determination of the positive-sequence impedances	37
3.2.1 Network feeder	37
3.2.2 Transformers	41
3.2.3 Lines (cables and overhead lines)	41
3.3 Determination of the zero-sequence impedances	43
3.3.1 Transformers	43
3.3.2 Lines (cables and overhead lines)	43
3.4 Calculation of I_k'' and i_p for three-phase short circuits	45
3.4.1 Short-circuit location F1	45
3.4.2 Short-circuit location F2.....	47
3.4.3 Short-circuit location F3.....	49
3.5 Calculation of I_{k1}'' and i_{p1} for line-to-earth short circuits.....	49
3.5.1 Short-circuit location F1	49
3.5.2 Short-circuit location F2.....	53
3.5.3 Short-circuit location F3.....	55
3.6 Collection of results.....	55
4 Calculation of three-phase short-circuit currents in a medium-voltage system – influence of motors.....	57
4.1 Problem	57
4.2 Complex calculation with absolute quantities	59
4.3 Calculation with short-circuit reactances of electrical equipment	67
4.4 Calculation with per-unit quantities	71
4.5 Calculation with the superposition method	75

Articles	Pages
5 Calcul des courants de court-circuit triphasés pour un groupe de production et le réseau auxiliaire	82
5.1 Problème.....	82
5.2 Impédances de court-circuit des matériels électriques.....	86
5.2.1 Réseau d'alimentation	86
5.2.2 Groupe de production	86
5.2.3 Transformateurs auxiliaires	90
5.2.4 Transformateurs basse tension 2,5 MVA et 1,6 MVA.....	90
5.2.5 Moteurs asynchrones	98
5.3 Calcul des courants de court-circuit	98
5.3.1 Point de court-circuit F1	98
5.3.2 Point de court-circuit F2.....	100
5.3.3 Point de court-circuit F3.....	104
5.3.4 Point de court-circuit F4.....	110
5.3.5 Point de court-circuit F5.....	114
6 Réseau d'essai pour le calcul des courants de court-circuit avec des programmes informatiques, conformément à la CEI 60909-0.....	118
6.1 Généralités.....	118
6.2 Réseau d'essai à haute tension 380 kV/ 110 kV/30 kV	120
6.2.1 Topologie et caractéristiques du réseau	120
6.2.2 Impédances de court-circuit des matériels électriques.....	124
6.3 Résultats	128
6.3.1 Courants de court-circuit triphasés	128
6.3.2 Courants de court-circuit phase terre	130

Clause	Page
5 Calculation of three-phase short-circuit currents for a power station unit and the auxiliary network.....	83
5.1 Problem	83
5.2 Short-circuit impedances of electrical equipment.....	87
5.2.1 Network feeder	87
5.2.2 Power-station unit.....	87
5.2.3 Auxiliary transformers.....	91
5.2.4 Low-voltage transformers 2,5 MVA and 1,6 MVA	91
5.2.5 Asynchronous motors	99
5.3 Calculation of short-circuit currents.....	99
5.3.1 Short-circuit location F1	99
5.3.2 Short-circuit location F2.....	101
5.3.3 Short-circuit location F3.....	105
5.3.4 Short-circuit location F4.....	111
5.3.5 Short-circuit location F5.....	115
6 Test network for the calculation of short-circuit currents with digital programs in accordance with IEC 60909-0.....	119
6.1 General	119
6.2 High-voltage test network 380 kV/ 110 kV/30 kV.....	121
6.2.1 Network topology and data	121
6.2.2 Short-circuit impedances of electrical equipment	125
6.3 Results	127
6.3.1 Three-phase short-circuit currents	129
6.3.2 Line-to-earth short-circuit currents	131

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit

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 du présent rapport technique 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 tâche principale des comités d'études de la CEI est l'élaboration des Normes internationales. Toutefois, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique lorsqu'il a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, cela pouvant comprendre, par exemple, des informations sur l'état de la technique.

La CEI 60909-4, qui est un rapport technique, a été établie par le comité d'études 73 de la CEI: Courants de court-circuit.

Ce rapport technique doit être utilisé conjointement avec la CEI 60909-0.

Le texte de ce rapport technique est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
73/105/CDV	73/108/RVC

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 3.

Ce document, purement informatif, ne doit pas être considéré comme une Norme internationale.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –**Part 4: Examples for the calculation of short-circuit 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 technical report may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a technical report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

IEC 60909-4, which is a technical report, has been prepared by IEC technical committee 73: Short-circuit currents.

This technical report shall be used in conjunction with IEC 60909-0.

The text of this technical report is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
73/105/CDV	73/108/RVC

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

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 3.

This document, which is purely informative, is not to be regarded as an International Standard.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant 2004.
A cette date, la publication sera

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2004. At this date, the publication will be

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

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

Partie 4: Exemples pour le calcul des courants de court-circuit

1 Généralités

1.1 Domaine d'application et objet

La présente partie de la CEI 60909 est un rapport technique destiné à fournir une aide à l'application de la CEI 60909-0 pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif 50 Hz ou 60 Hz.

Le présent rapport technique ne donne aucune prescription complémentaire mais constitue un support pour la représentation des matériels électriques dans un système direct, inverse et homopolaire (article 2) et la réalisation pratique des calculs dans un réseau à basse tension (article 3), un réseau à moyenne tension avec moteurs asynchrones (article 4) et un groupe de production avec son réseau auxiliaire alimentant un nombre important de moteurs asynchrones à moyenne tension et de groupes de moteurs à basse tension (article 5).

Les trois exemples donnés aux articles 3, 4 et 5 sont similaires à ceux donnés dans la CEI 60909 (1988) mais ils ont été révisés conformément à la CEI 60909-0, qui la remplace.

Un paragraphe a été ajouté à l'exemple de l'article 3 pour donner une comparaison entre les résultats trouvés avec l'application de la source de tension équivalente au point de court-circuit selon la procédure donnée dans la CEI 60909-0 d'une part, et les résultats trouvés avec la méthode par superposition d'autre part, qui tiennent compte des différentes conditions de flux de puissance avant le court-circuit.

L'article 6 du présent rapport technique donne le schéma de circuit et les caractéristiques d'un réseau d'essai ainsi que les résultats pour un calcul effectué conformément à la CEI 60909-0, pour permettre la comparaison entre les résultats trouvés avec un programme informatique pour le calcul des courants de court-circuit et les résultats donnés pour I_k'' , i_p , I_b , I_k , I_{k1}'' et i_{p1} dans un réseau haute tension avec des groupes de production, des alternateurs, des moteurs asynchrones et des lignes avec quatre niveaux de tension différents: 380 kV, 110 kV, 30 kV et 10 kV.

1.2 Documents de référence

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

CEI 60909-0:2000, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 0: Calcul des courants*

CEI 60909-1:1991, *Calculs 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*

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

SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THREE-PHASE AC SYSTEMS –

Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents

1 General

1.1 Scope and object

This part of IEC 60909 is a technical report intended to give help for the application of IEC 60909-0 for the calculation of short-circuit currents in 50 Hz or 60 Hz three-phase a.c. systems.

This technical report does not include additional requirements but gives support for the modelling of electrical equipment in the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-sequence system (clause 2) and the practical execution of calculations in a low-voltage system (clause 3), a medium-voltage system with asynchronous motors (clause 4) and a power-station unit with its auxiliary network feeding a large number of medium-voltage asynchronous motors and low-voltage motor groups (clause 5).

The three examples given in clauses 3, 4 and 5 are similar to those given in IEC 60909 (1988) but they are revised in accordance with IEC 60909-0, which replaces it.

A subclause is added to the example in clause 3 to give a comparison between the results found with the application of the equivalent voltage source at the short-circuit location following the procedure given in IEC 60909-0 on the one hand, and results found with the superposition method on the other hand, taking into account different load-flow conditions before the short circuit.

Clause 6 of this technical report gives the circuit diagram and the data of a test network and the results for a calculation carried out in accordance with IEC 60909-0, to offer the possibility for a comparison between the results found with a digital program for the calculation of short-circuit currents and the given results for I_k'' , i_p , I_b , I_k , I_{k1}'' and i_{p1} in a high-voltage network with power-station units, generators, asynchronous motors and lines in four different voltage levels 380 kV, 110 kV, 30 kV and 10 kV.

1.2 Reference documents

IEC 60038:1983, *IEC Standard voltages*

IEC 60909-0:2000, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*

IEC 60909-1:1991, *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*

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

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

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

1.3 Définitions, symboles et indices, et équations

Les définitions, les symboles et indices, ainsi que les équations, sont les mêmes que ceux utilisés dans la CEI 60909-0.

2 Impédances directe, inverse et homopolaire des matériels électriques

On donne, en complément de l'article 3 de la CEI 60909-0 la représentation et le calcul des impédances directe, inverse et homopolaire des matériels électriques. Dans la plupart des cas, les impédances inverses sont égales aux impédances directes lorsqu'on calcule les courants de court-circuit initiaux, mais voir 3.6.1 de la CEI 60909-0 et la CEI 60909-2.

2.1 Lignes aériennes, câbles et réactances de limitation du courant de court-circuit

La figure 1 montre la signification et la mesure fictive des impédances directe et homopolaire des lignes aériennes avec un circuit L1, L2, L3.

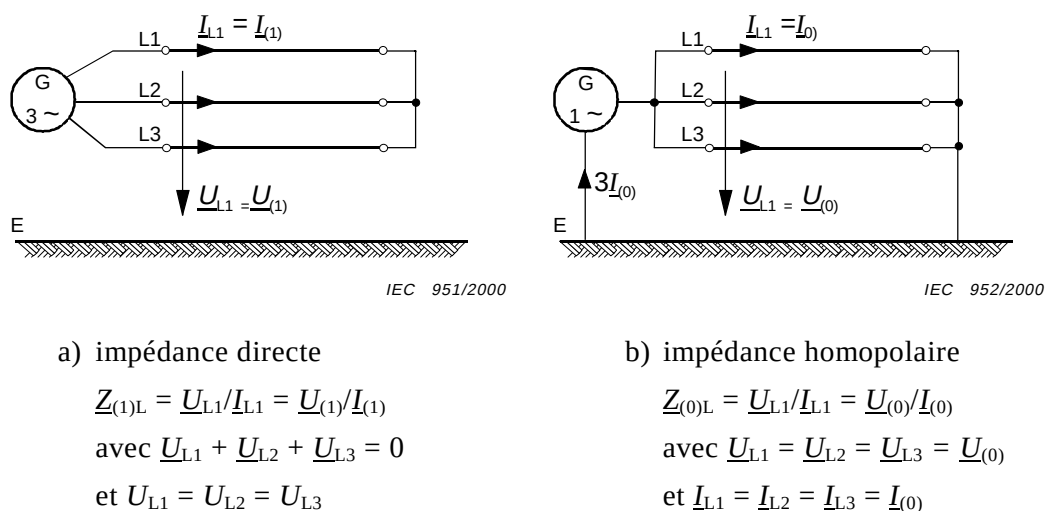


Figure 1 – Impédances directe et homopolaire d'une ligne aérienne (ligne simple)

En pratique, la mesure de la tension $\underline{U}_{L1}$ et du courant $\underline{I}_{L1}$ conduit à la valeur absolue Z de l'impédance. Avec la mesure de la perte totale P_V dans le cas du courant $\underline{I}_{L1}$ il est possible de trouver la valeur complexe $\underline{Z}$ de l'impédance:

$$Z = \frac{U_{L1}}{I_{L1}}; \quad R = \frac{P_V}{3I_{L1}^2}; \quad X = \sqrt{Z^2 - R^2}; \quad \underline{Z} = R + j X$$

IEC 60909-3:1995, *Short-circuit currents 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 60865-1:1993, *Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods*

1.3 Definitions, symbols and indices, and equations

The definitions, symbols, indices and the equations are the same as those used in IEC 60909-0.

2 Positive-sequence, negative-sequence and zero-sequence impedances of electrical equipment

In addition to clause 3 of IEC 60909-0, modelling and calculation of the positive-sequence and the zero-sequence impedances of electrical equipment is given. In most cases the negative-sequence impedances are equal to the positive-sequence impedances when calculating the initial short-circuit currents, but see 3.6.1 of IEC 60909-0 and IEC 60909-2.

2.1 Overhead lines, cables and short-circuit limiting reactors

Figure 1 demonstrates the meaning and the principal measurement of the positive-sequence and the zero-sequence impedances of overhead lines with one circuit L1, L2, L3.

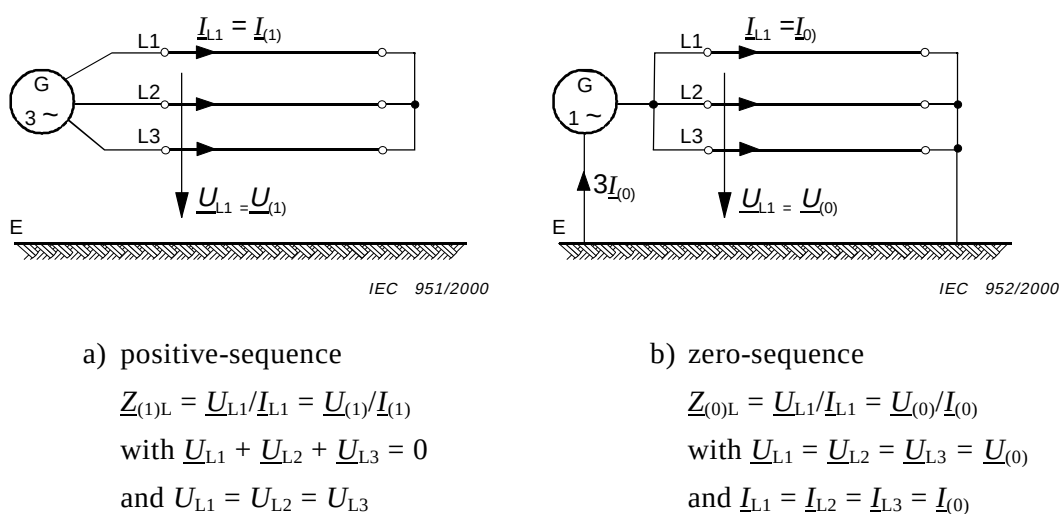


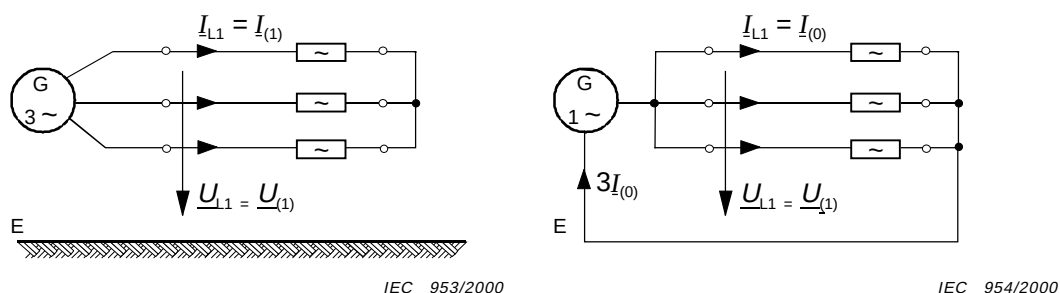
Figure 1 – Positive-sequence and zero-sequence impedances of an overhead line (single circuit line)

In practice, the measurement of voltage $\underline{U}_{L1}$ and current $\underline{I}_{L1}$ leads to the absolute value Z of the impedance. Together with the measurement of the total loss P_V at the current $\underline{I}_{L1}$ it is possible to find the complex value $\underline{Z}$ of the impedance:

$$Z = \frac{U_{L1}}{I_{L1}}; \quad R = \frac{P_V}{3I_{L1}^2}; \quad X = \sqrt{Z^2 - R^2}; \quad \underline{Z} = R + jX$$

Les équations pour le calcul des impédances directe et homopolaire des lignes aériennes avec un ou deux circuits parallèles (ligne double) et avec ou sans un ou deux câbles de garde sont données dans la CEI 60909-2. L'impédance inverse est égale à l'impédance directe. Les mesures permettant de trouver les impédances directe et homopolaire des câbles possédant une gaine, un blindage et une armure sont similaires à celles données à la figure 1. Des exemples sont donnés dans la CEI 60909-2. Dans le cas d'une impédance homopolaire, la mise à la terre de la gaine, respectivement du blindage ou de l'armure, est importante tout comme le nombre de câbles parallèles. Dans le cas de câbles basse tension à quatre conducteurs, la section du conducteur de mise à la terre a une influence sur l'impédance homopolaire.

La figure 2 montre la signification et la mesure fictive des impédances directe et homopolaire d'une réactance de limitation du courant de court-circuit triphasée en courant alternatif.



a) impédance directe

$$Z_{(1)R} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(1)} / \underline{I}_{(1)}$$

avec $\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3} = 0$
et $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3}$

b) impédance homopolaire

$$Z_{(0)R} = \underline{U}_{L1} / \underline{I}_{L1} = \underline{U}_{(0)} / \underline{I}_{(0)}$$

avec $\underline{U}_{L1} = \underline{U}_{L2} = \underline{U}_{L3} = \underline{U}_{(0)}$
et $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{L2} = \underline{I}_{L3} = \underline{I}_{(0)}$

Figure 2 – Impédance directe et homopolaire d'une réactance de limitation du courant de court-circuit, généralement $R_R \ll X_R$

Si le couplage magnétique entre les trois bobines avec ou sans noyau de fer est faible, l'impédance homopolaire $Z_{(0)R}$ est approximativement égale à l'impédance directe $Z_{(1)R}$. Lorsqu'on calcule les courants de court-circuit dans les réseaux à haute tension, il suffit souvent d'utiliser seulement la réactance.

2.2 Transformateurs

Les transformateurs des groupes de production sont également traités en 2.3.

Les transformateurs de réseau ont deux ou trois enroulements triphasés, ou même plus. La figure 3 donne un exemple d'impédances de système directe et homopolaire d'un transformateur à deux enroulements avec le couplage YNd5.

Dans le cas de transformateurs à trois enroulements (des exemples sont donnés au tableau 3b de la CEI 60909-2), il est nécessaire de mesurer trois impédances différentes et de calculer ensuite les trois impédances du circuit équivalent dans le système direct ou homopolaire du transformateur (voir 3.3.2 de la CEI 60909-0) et l'exemple donné à la fin du présent article.

Equations for the calculation of the positive-sequence and the zero-sequence system impedances of overhead lines with one or two parallel circuits (double circuit line) and without or with one or two earth wires are given in IEC 60909-2. The negative-sequence impedance is equal to the positive-sequence impedance. The measurements to find the positive-sequence and the zero-sequence impedances of cables with sheath, shielding and armouring are similar to those given in figure 1. Examples are given in IEC 60909-2. In the case of the zero-sequence impedance, the earthing of the sheath or the shielding or the armouring is important as well as the number of parallel cables. In the case of low-voltage four-core cables the cross-section of the earthed core has an influence on the zero-sequence impedance.

Figure 2 demonstrates the meaning and the principal measurement of the positive-sequence and the zero-sequence impedance of a three-phase a.c. short-circuit limiting reactor.

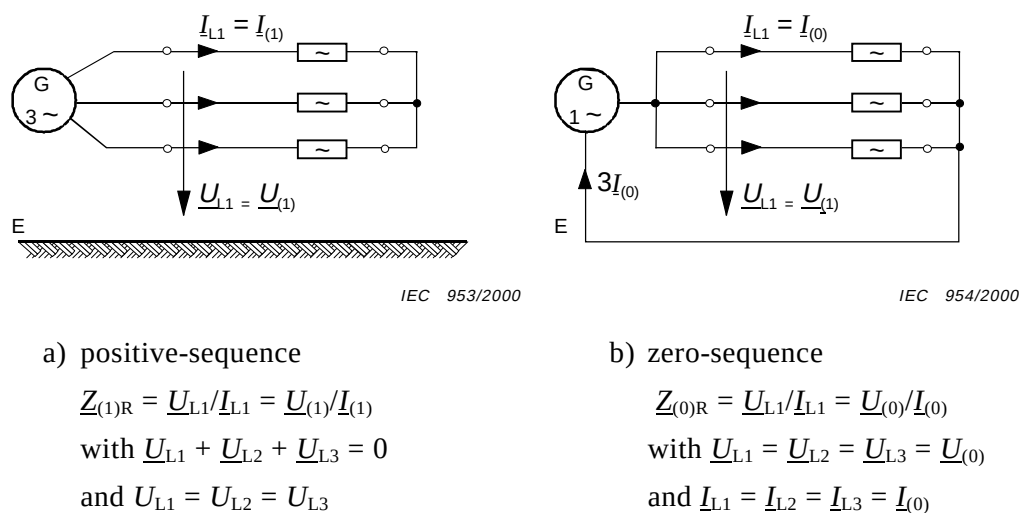


Figure 2 – Positive-sequence and zero-sequence impedance of a short-circuit limiting reactor, generally $R_R \ll X_R$

If the magnetic coupling between the three coils without or with iron core is small, the zero-sequence impedance $\underline{Z}_{(0)R}$ is approximately equal to the positive-sequence impedance $\underline{Z}_{(1)R}$. When calculating short-circuit currents in high-voltage systems, it is often sufficient to use the reactance only.

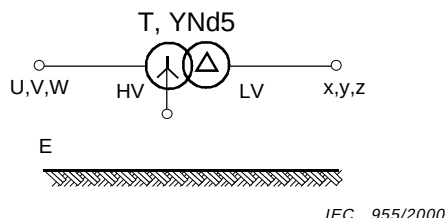
2.2 Transformers

Unit transformers of power-station units are also dealt with in 2.3.

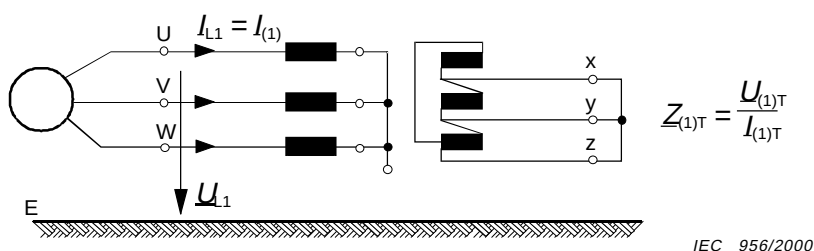
Network transformers have two or three or even more three-phase windings. Figure 3 gives an example for the positive-sequence and the zero-sequence system impedances of a two-winding transformer with the vector group YNd5.

In the case of three-winding transformers (examples are given in table 3b of IEC 60909-2), it is necessary to measure three different impedances and then to calculate the three impedances of the equivalent circuit in the positive-sequence or the zero-sequence system of the transformer, see 3.3.2 of IEC 60909-0 and the example at the end of this clause.

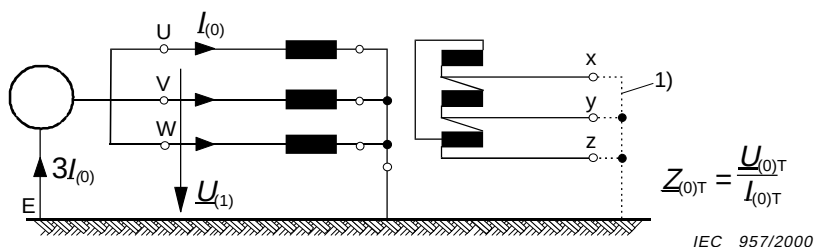
Le tableau 1 donne des exemples pour les circuits équivalents dans le système direct et le système homopolaire de transformateurs à deux et trois enroulements avec des conditions de mise à la terre différentes du côté HT et du côté MT. Les impédances du tableau 1 renvoient au côté A qui peut être le côté HT ou le côté MT du transformateur.



- a) Transformateurs à deux enroulements avec bornes U, V, W du côté haute tension et x,y,z du côté basse tension



- b) Impédance directe $Z_{(1)} = Z_{(2)}$ est l'impédance inverse



- c) Impédance homopolaire $Z_{(0)}$

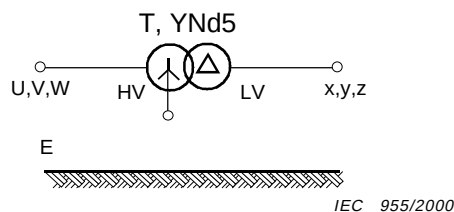
NOTE Dans le cas d'un enroulement triangle il n'est pas nécessaire d'introduire le court-circuit et la connexion à la terre.

Figure 3 – Impédances de système directe et homopolaire d'un transformateur à deux enroulements Ynd5

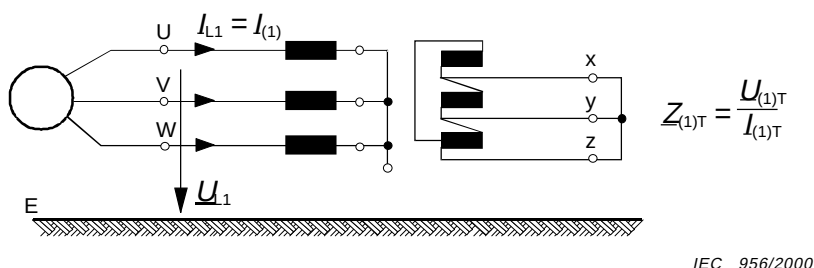
Comme cela est indiqué au tableau 2, il est recommandé de ne pas utiliser des transformateurs de couplage Yy dans les réseaux à basse tension à mise à la terre de faible impédance du côté BT (réseau TN) parce que $Z_{(0)}$ peut être très élevée de telle manière que la protection contre les courts-circuits puisse connaître une défaillance. Pour l'alimentation des réseaux TN, il convient d'utiliser des transformateurs n° 2 ou 3 du tableau 1.

Les transformateurs de couplage YNyn,d sont typiques dans les réseaux à haute tension, avec point neutre de mise à la terre normalement seulement d'un côté (A ou B). Les exemples n° 4b et n° 6 du tableau 1 montrent que les systèmes homopolaires des deux réseaux sont couplés, si les deux neutres A et B sont reliés à la terre (le sectionneur ES dans le cas n° 4b est fermé). Dans ces cas, des considérations complémentaires sont nécessaires, en particulier si le rapport de transformation est élevé, pour vérifier si ce couplage est admissible. Le cas n° 5 du tableau 1 donne un exemple sur la façon d'éviter ce couplage dans le système homopolaire. Le cas n° 9 du tableau 1 donne un autre exemple pour éviter le couplage dans le système homopolaire si deux transformateurs parallèles existent au même emplacement ou à différents emplacements.

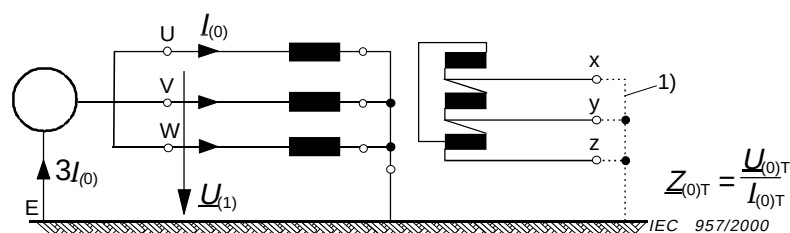
Table 1 gives examples for the equivalent circuits in the positive-sequence and the zero-sequence system of two- and three-winding transformers with different earthing conditions on the HV- and the MV-side. The impedances of table 1 are related to side A, which may be the HV-side or the MV-side of the transformer.



- a) Two-winding transformer with the terminals U,V,W at the high-voltage side and x,y,z at the low-voltage side



- b) Positive-sequence impedance $Z_{(1)} = Z_{(2)}$. $Z_{(2)}$ is the negative sequence impedance



- c) Zero-sequence impedance $Z_{(0)}$

NOTE In the case of a delta winding it is not necessary to introduce the short circuit and the earth connection.

Figure 3 – Positive-sequence and zero-sequence system impedances of a two-winding transformer YNd5

As shown in table 2, transformers with the vector group Yy should not be used in low-voltage systems with low-impedance earthing on the LV-side (TN-network), because $Z_{(0)}$ may be very high, so that short-circuit protection may fail. For feeding TN-networks, transformers of No. 2 or 3 in table 1 should be used.

Transformers with the vector group YNyn,d are typical in high-voltage networks, with neutral point earthing normally only on one side (A or B). The examples No. 4b and 6 of table 1 show that the zero-sequence system of both networks are coupled, if both the neutral points A and B are earthed (earthing switch ES in case No. 4b closed). In these cases, additional considerations are necessary, especially if the transformation ratio is high, to find out if this coupling is admissible. Case No. 5 of table 1 gives an example how to avoid this coupling in the zero-sequence system. Case No. 9 of table 1 gives a further example to avoid the coupling in the zero-sequence system if two parallel transformers at the same place or at different places are present.

Tableau 1 – Exemples de schémas de circuits équivalents de transformateurs dans les systèmes direct et homopolaire

N°	Transformateur	Système direct	Système homopolaire
1a			
1b			
2			
3			
4a			
4b			
5			

1) $\underline{Z}_{(1)K} = \underline{K}_T \underline{Z}_{(1)}$; $\underline{K}_T$ l'équation (12a) ou (12b) de la CEI 60909-0.
2) $\underline{Z}_{(0)K} = \underline{K}_T \underline{Z}_{(0)}$, $\underline{K}_T$ l'équation (12a) ou (12b) de la CEI 60909-0; $\underline{Z}_N$ sans facteur de correction.
3) $\underline{K}_{TAB}$, $\underline{K}_{TAC}$, $\underline{K}_{TBC}$ l'équation (13) de la CEI 60909-0.
4) Facteurs de correction comme en 3); $\underline{Z}_N$ et $\underline{X}_S$ sans facteur de correction.
5) Sectionneur.

Table 1 – Examples for equivalent circuit-diagrams of transformers in the positive-sequence and the zero-sequence system

No.	Transformer	Positive-sequence system	Zero-sequence system
1a			
1b			
2			
3			
4a			
4b			
5			

¹⁾ $Z_{(1)K} = K_T Z_{(1)}$; K_T from equation (12a) or (12b) of IEC 60909-0.

²⁾ $Z_{(0)K} = K_T Z_{(0)}$; K_T from equation (12a) or (12b) of IEC 60909-0; Z_N without correction factor.

³⁾ K_{TAB} , K_{TAC} , K_{TBC} from equation (13) of IEC 60909-0.

⁴⁾ Correction factors as indicated under 3); Z_N and X_S without correction factor.

⁵⁾ Earthing switch.

Tableau 1 (suite)

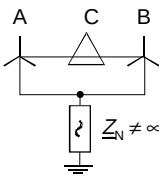
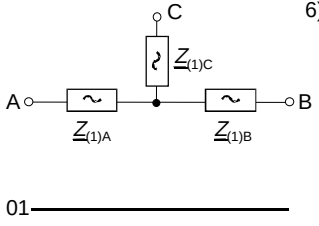
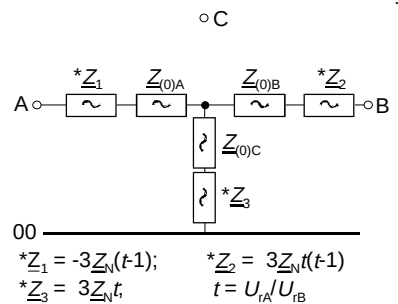
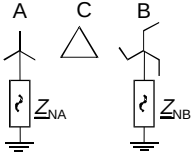
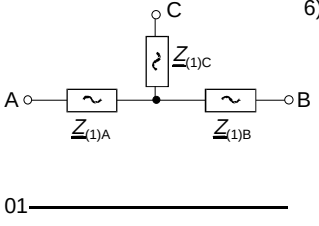
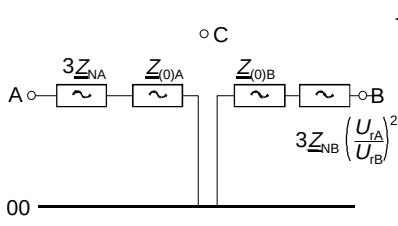
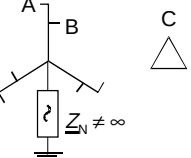
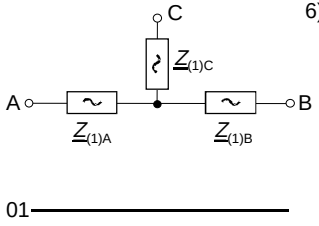
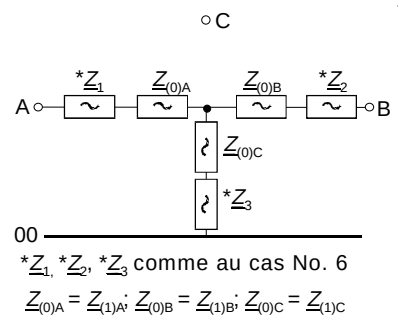
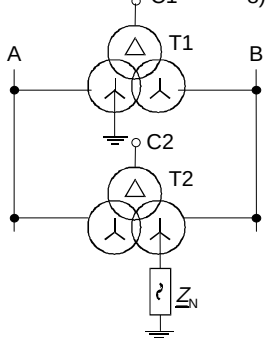
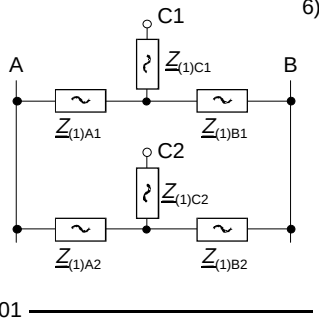
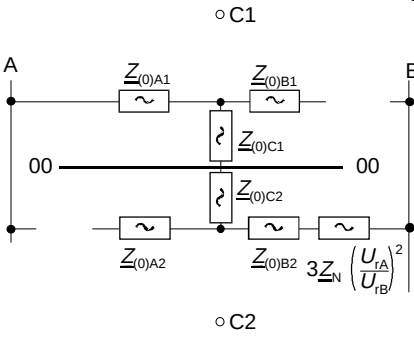
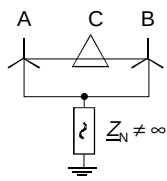
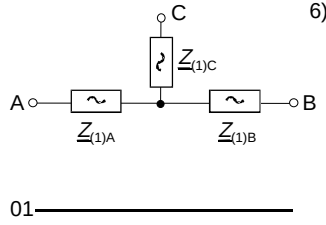
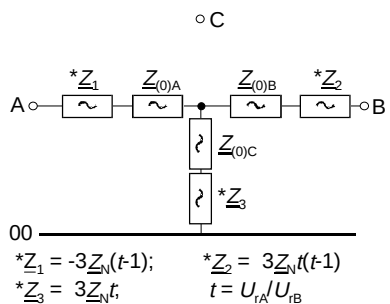
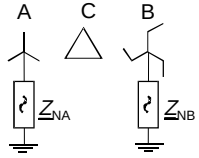
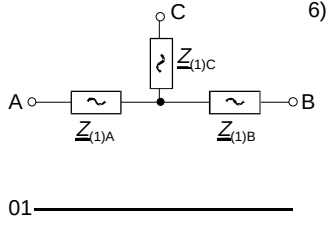
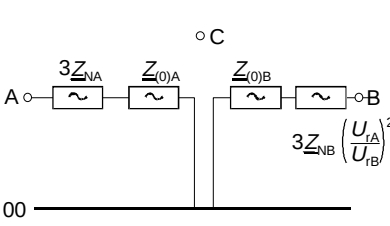
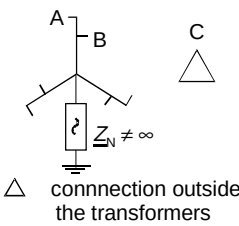
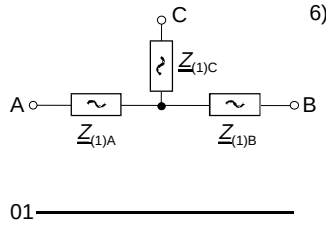
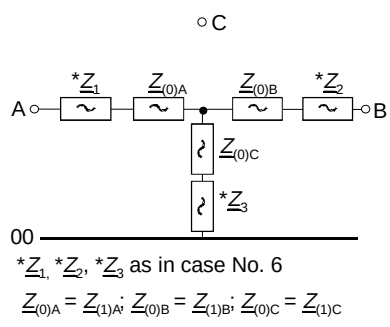
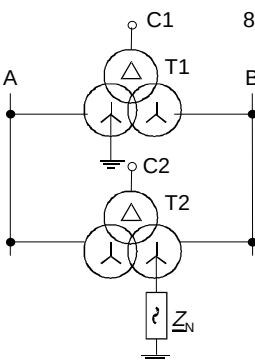
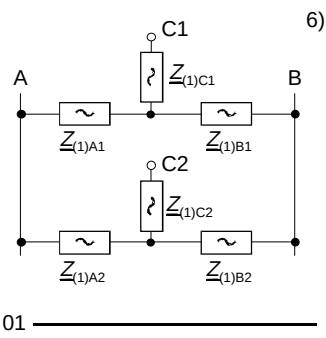
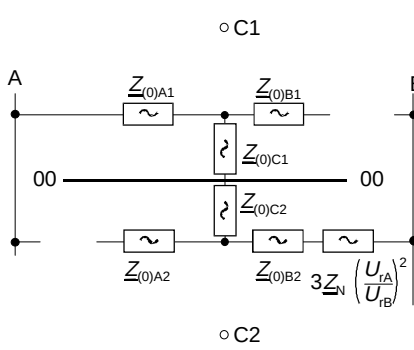
No	Transformateur	Système direct	Système homopolaire
6			
7			
8	Auto-transformateur avec trois unités séparées  △ Connexion à l'extérieur des transformateurs		
9			
⁶⁾ $K_{TAB}, K_{TAC}, K_{TBC}$ l'équation (13) de la CEI 60909-0. ⁷⁾ Facteurs de correction comme en 3); Z_N sans facteur de correction. ⁸⁾ Deux transformateurs à trois enroulements parallèles avec configuration de mise à la terre pour séparer les systèmes homopolaires des réseaux A et B.			

Table 1 (continued)

No.	Transformer	Positive-sequence system	Zero-sequence system
6			
7			
8	Auto-transformer with three separate units  Δ connection outside the transformers		
9			

6) K_{TAB} , K_{TAC} , K_{TBC} from equation (13) of IEC 60909-0.

7) Corrections factors as indicated under 3); Z_N without correction factor.

8) Two parallel three-winding transformers with an earthing pattern to separate the zero-sequence systems of the networks A and B.

Dans le cas n° 8 pour les auto-transformateurs avec point neutre de mise à la terre $\underline{Z}_N \neq \infty$, trois unités séparées, et un enroulement auxiliaire complémentaire en connexion triangle, le couplage entre les systèmes homopolaires des réseaux connectés aux deux côtés du transformateur ne peut pas être évité. Pour trouver les impédances $^*\underline{Z}_1$, $^*\underline{Z}_2$ et $^*\underline{Z}_3$ en fonction de $\underline{Z}_N \neq \infty$, des calculs spécifiques sont nécessaires comme indiqué au cas n° 6 du tableau 1.

Les transformateurs survolteurs dévolteurs (ou transformateurs de régulation pour la commande de la tension et/ou de l'angle de déphasage) sont représentés comme des transformateurs réseau avec un équivalent généralement de la forme n° 6 du tableau 1. Les dispositions de construction et de connexion des transformateurs shunt déterminent si $Z_{(0)C}$ a une valeur faible finie et, dans ce cas, il est nécessaire de mesurer trois impédances différentes, comme avec les transformateurs à trois enroulements, pour calculer les impédances du circuit équivalent.

Le tableau 2 donne quelques approximations pour les rapports $X_{(0)T}/X_T$ des transformateurs si un point neutre du transformateur est relié à la terre. Dans le cas de transformateurs à trois enroulements (cas n° 4 à 7 et 9 du tableau 1), la réactance $X_T = X_{(1)T}$ est donnée par $X_{(1)T} = X_{(1)A} + X_{(1)B}$.

Tableau 2 – Approximations des rapports $X_{(0)T}/X_T$ des transformateurs à deux et trois enroulements

Construction des transformateurs	Couplage			
	YNd ou Dyn	Yzn	YNyn,d	YNy ³⁾ ou Ynz
Trois noyaux	0,7...1,0 ¹⁾			3...10
Cinq noyaux	1,0	0,1...0,15	1...3,5 ²⁾	10...100
Trois transformateurs à noyau unique	1,0			10...100

¹⁾ Transformateurs à faible puissance apparente: $X_{(0)T}/X_T \approx 1,0$ (par exemple transformateurs basse tension Dyn5 avec $S_{rT} = 400$ kVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,4 kV).

²⁾ Le rapport $X_{(0)T}/X_T$ dépend de la construction du transformateur (voir la CEI 60909-2).

³⁾ Il est recommandé de ne pas utiliser les transformateurs Yy dans les réseaux à mise à la terre de faible impédance, par exemple dans les réseaux TN basse tension (voir la CEI 61200-413).

Exemple pour les impédances et les circuits équivalents d'un transformateur réseau à trois enroulements YNyn,d5, $S_{rTHVMV} = 350$ MVA

La figure 4 donne les circuits équivalents d'un transformateur réseau à trois enroulements dans les systèmes direct et homopolaire. Le système inverse est égal au système direct (voir n° 4 dans le tableau 1).

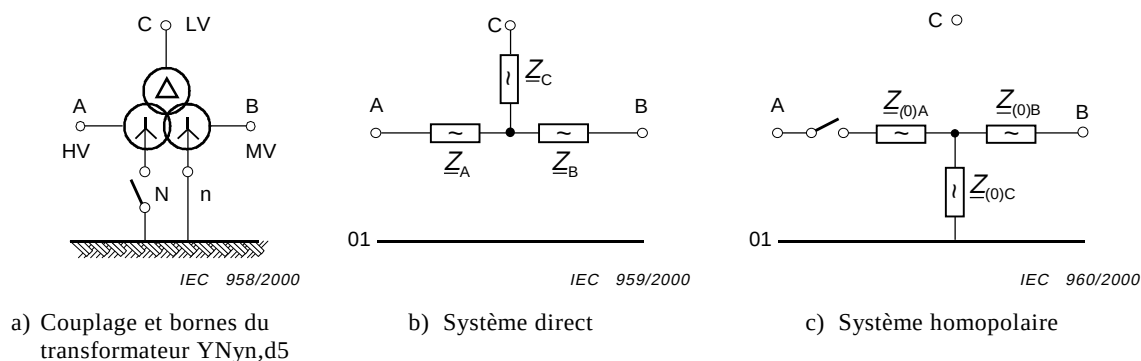


Figure 4 – Circuits équivalents d'un transformateur réseau à trois enroulements

In case No. 8 for auto-transformers with neutral point earthing $Z_N \neq \infty$, three separate units and an additional auxiliary winding in delta connection, the coupling between the zero-sequence systems of the networks connected to both sides of the transformer cannot be avoided. To find the impedances $*Z_1$, $*Z_2$ and $*Z_3$ as a function of $Z_N \neq \infty$, special calculations are necessary as given under case No. 6 in table 1.

Booster transformers (or regulating transformers for voltage and/or phase-angle control) are represented as network transformers with an equivalent generally of form No. 6 in table 1. The construction and connection arrangement of shunt transformers will determine whether $Z_{(0)C}$ has a finite low value and, in this case, it will be necessary to measure three different impedances, as with three-winding transformers, in order to calculate the impedances of the equivalent circuit.

Table 2 gives some approximations for the ratios $X_{(0)T}/X_T$ of transformers, if one neutral point of the transformer is earthed. In the case of three-winding transformers (cases No. 4 to 7 and 9 of table 1), the reactance $X_T = X_{(1)T}$ is given by $X_{(1)T} = X_{(1)A} + X_{(1)B}$.

Table 2 – Approximations for the ratios $X_{(0)T}/X_T$ of two- and three-winding transformers

Construction of transformers	Vector group			
	YNd or Dyn	Yzn	YNyn,d	YNy ³⁾ or YNz
Three cores	0,7...1,0 ¹⁾			3...10
Five cores	1,0	0,1...0,15	1...3,5 ²⁾	10...100
Three single-core transformers	1,0			10...100

1) Transformers with small apparent power: $X_{(0)T}/X_T \approx 1,0$ (for instance low-voltage transformers Dyn5 with $S_{rT} = 400$ kVA, $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 10$ kV/0,4 kV).

2) The ratio $X_{(0)T}/X_T$ depends on the construction of the transformer, see IEC 60909-2.

3) Transformers Yy should not be used in networks with low impedance earthing, for instance in low-voltage TN-networks (see IEC 61200-413).

Example for the impedances and equivalent circuits of a three-winding network transformer YNyn,d5, $S_{rTHVMV} = 350$ MVA

Figure 4 gives the equivalent circuits of a three-winding network transformer in the positive-sequence and the zero-sequence system. The negative-sequence system is equal to the positive-sequence system (see No. 4 in table 1).

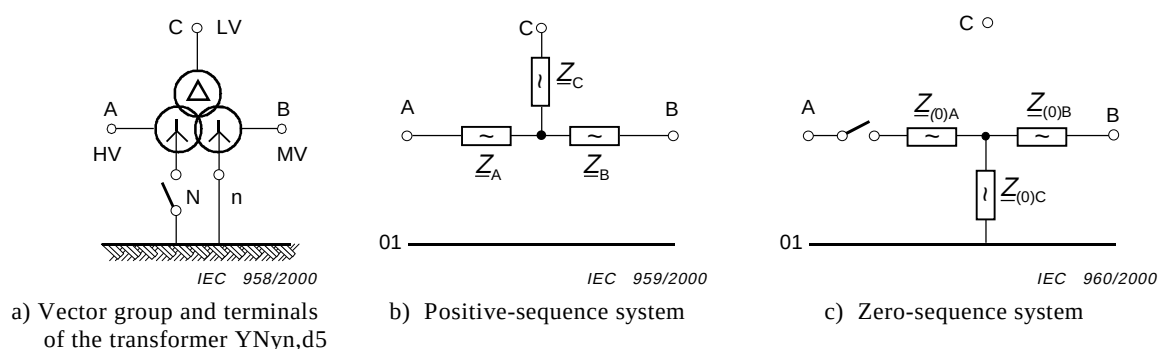


Figure 4 – Equivalent circuits of a three-winding network transformer

Les caractéristiques suivantes sont données ou trouvées grâce aux mesures:

$$\begin{array}{lll}
 U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; & U_{rTLV} = 30 \text{ kV} \\
 S_{rTHV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTMV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTLV} = 50 \text{ MVA} \\
 u_{krHVMV} = 21 \% ; u_{RrHVMV} = 0,26 \% ; & \text{se référant à } S_{rTHVMV} = 350 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krHVLV} = 10 \% ; u_{RrHVLV} = 0,16 \% ; & \text{se référant à } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krMVLV} = 7 \% ; u_{RrMVLV} = 16 \% ; & \text{se référant à } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; &
 \end{array}$$

A partir des équations (10) de la CEI 60909-0 on trouve les impédances suivantes des systèmes directs, côté B – MT:

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrHVMV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVMV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVMV}} = (0,106971 + j 8,639338) \Omega$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrHVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVLV}} = (0,460800 + j 28,796313) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrMVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrMVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTMVLV}} = (0,460800 + j 20,154733) \Omega$$

Les calculs sont effectués à six chiffres après la virgule, parce que cet exemple est également utilisé pour le réseau d'essai mentionné à l'article 6 (transformateurs T3 = T4).

Avec les réactances relatives assignées X_T obtenues à partir de la tension de court-circuit réactive $u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2}$ selon l'équation (10d) de la CEI 60909-0, on obtient les facteurs de correction d'impédance suivants (voir l'équation (13) de la CEI 60909-0):

$$K_{TAB} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAB}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,209984} = 0,928072$$

$$K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,099987} = 0,985856$$

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TBC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,069982} = 1,002890$$

Avec ces facteurs de correction, par exemple $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB} \underline{Z}_{AB}$, on obtient les impédances corrigées suivantes (indice K):

$$\underline{Z}_{ABK} = (0,099277 + j 8,017927) \Omega$$

$$\underline{Z}_{ACK} = (0,454283 + j 28,389024) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BCK} = (0,462132 + j 20,212973) \Omega$$

Les impédances directes corrigées équivalentes à la figure 4b, côté MT sont calculées avec l'équation (11) de la CEI 60909-0.

$$\underline{Z}_{AK} = (0,045714 + j 8,096989) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BK} = (0,053563 - j 0,079062) \Omega$$

$$\underline{Z}_{CK} = (0,408568 + j 20,292035) \Omega$$

The following data are given or found from measurements:

$$\begin{array}{lll}
 U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; & U_{rTLV} = 30 \text{ kV} \\
 S_{rTHV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTMV} = 350 \text{ MVA}; & S_{rTLV} = 50 \text{ MVA} \\
 u_{krHVMV} = 21 \% ; u_{RrHVMV} = 0,26 \% ; & \text{referred to } S_{rTHVMV} = 350 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krHVLV} = 10 \% ; u_{RrHVLV} = 0,16 \% ; & \text{referred to } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTHV} = 400 \text{ kV}; & \\
 u_{krMVLV} = 7 \% ; u_{RrMVLV} = 16 \% ; & \text{referred to } S_{rTHVLV} = 50 \text{ MVA}, U_{rTMV} = 120 \text{ kV}; &
 \end{array}$$

From equations (10) in IEC 60909-0 the following impedances of the positive-sequence system are found, related to the MV-side B:

$$\underline{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrHVMV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVMV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVMV}} = (0,106971 + j 8,639338) \Omega$$

$$\underline{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrHVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrHVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTHVLV}} = (0,460800 + j 28,796313) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrMVLV}}{100 \%} + j \frac{u_{XrMVLV}}{100 \%} \right) \frac{U_{rTMV}^2}{S_{rTMVLV}} = (0,460800 + j 20,154733) \Omega$$

The calculations are carried out here with six-figure numbers following the decimal comma, because this example is used also for the test network in clause 6 (transformers T3 = T4).

With the rated relative reactances X_T found from the reactive short-circuit voltage $u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2}$ according to equation (10d) of IEC 60909-0, the following impedance correction factors (equation (13) of IEC 60909-0) are found:

$$K_{TAB} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAB}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,209984} = 0,928072$$

$$K_{TAC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TAC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,099987} = 0,985856$$

$$K_{TBC} = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6 x_{TBC}} = 0,95 \frac{1,1}{1 + 0,6 \times 0,069982} = 1,002890$$

Together with these correction factors, for instance $\underline{Z}_{ABK} = K_{TAB} \underline{Z}_{AB}$, the following corrected impedances (index K) are found:

$$\underline{Z}_{ABK} = (0,099277 + j 8,017927) \Omega$$

$$\underline{Z}_{ACK} = (0,454283 + j 28,389024) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BCK} = (0,462132 + j 20,212973) \Omega$$

The corrected equivalent positive-sequence impedances in figure 4b, related to the MV-side, are calculated with equation (11) of IEC 60909-0.

$$\underline{Z}_{AK} = (0,045714 + j 8,096989) \Omega$$

$$\underline{Z}_{BK} = (0,053563 - j 0,079062) \Omega$$

$$\underline{Z}_{CK} = (0,408568 + j 20,292035) \Omega$$

Pour le modèle équivalent du transformateur dans le système homopolaire (figure 4c) les réactances suivantes sont connues avec le côté moyenne tension B:

$$X_{(0)A} = 8,5551 \, \Omega; \quad X_{(0)B} = -0,6881 \, \Omega; \quad X_{(0)C} = 18,8307 \, \Omega$$

Si seul le point neutre moyenne tension du transformateur est mis à la terre, la réactance homopolaire effective est la somme de $X_{(0)B}$ et $X_{(0)C}$ conduisant à $X_{(0)MVK}$ lorsqu'on introduit le facteur de correction d'impédance K_{TBC} :

$$X_{(0)MVK} = K_{TBC}(X_{(0)B} + X_{(0)C}) = 18,195032 \, \Omega$$

Ceci conduit au rapport $X_{(0)T}/X_T = (X_{(0)B} + X_{(0)C})/X_{AB} = 18,1426 \, \Omega/8,639 \, 338 \, \Omega = 2,0999 \approx 2,1$ sans facteur de correction.

Dans beaucoup de cas, les transformateurs réseau à trois enroulements avec un enroulement triangle auxiliaire (par exemple YNyn,d5) peuvent être traités comme des transformateurs à deux enroulements (voir, par exemple, les transformateurs T4, T5 et T6 à la figure 16).

Pour cet exemple (transformateur T4 à la figure 16) le calcul devient bien plus facile, en particulier si les résistances sont négligées ($R_T/X_T \approx 0,012$):

$X_T = X_{AB} = 8,639 \, 338 \, \Omega$; $K_T = K_{TAB} = 0,928 \, 072$; $X_{TK} = K_T X_T = 8,017 \, 927 \, \Omega$; $X_{(0)T} = 2,1 \times X_T = 18,1426 \, \Omega$ et avec $K_T = K_{TAB}$: $X_{(0)TK} = 16,838 \, \Omega$ du côté sans variation en comparaison de $X_{(0)TK} = K_{TBC} X_{(0)T} = 18,195 \, \Omega$ ce qui a été obtenu avec le calcul complexe ci-dessus.

2.3 Alternateurs et groupes de production

2.3.1 Pour les alternateurs synchrones sans transformateur dans les réseaux basse et moyenne tensions, les réactances directes sont X_d'' , X_d' ET X_d (voir la CEI 60909-2). Au début du court-circuit, la réactance subtransitoire X_d'' donne I_k'' .

La réactance du système inverse est approximativement égale à la réactance subtransitoire: $X_{(2)} \approx X_d''$. Si X_q'' est très différent de X_d'' alors il convient d'utiliser $X_{(2)} = 0,5 (X_d'' + X_q'')$ (voir la CEI 60909-0).

La réactance homopolaire $X_{(0)}$ est inférieure à la réactance subtransitoire, en fonction de la configuration d'enroulement de la machine synchrone (voir la CEI 60909-2). Si le point neutre de l'alternateur doit être mis à la terre par une impédance complémentaire de préférence une réactance, entre point neutre et terre pour limiter le courant de court-circuit phase-terre ($I_{k1}'' \leq I_k''$) et/ou pour supprimer les courants de 3^e ordre dans le cas d'alternateurs en parallèle, ou en parallèle avec des transformateurs ayant une mise à la terre de neutre dans la même partie du réseau, alors le facteur de correction d'impédance K_G doit être utilisé dans le système direct, inverse et homopolaire mais K_G ne doit pas être utilisé pour l'impédance de neutre complémentaire (voir 3.6.1 de la CEI 60909-0).

For the equivalent model of the transformer in the zero-sequence system (figure 4c) the following reactances are known, related to the medium-voltage side B:

$$X_{(0)A} = 8,5551 \, \Omega; \quad X_{(0)B} = -0,6881 \, \Omega; \quad X_{(0)C} = 18,8307 \, \Omega$$

If only the medium-voltage neutral point of the transformer is earthed, the effective zero-sequence reactance is the sum of $X_{(0)B}$ and $X_{(0)C}$ leading to $X_{(0)MVK}$ when introducing the impedance correction factor K_{TBC} :

$$X_{(0)MVK} = K_{TBC}(X_{(0)B} + X_{(0)C}) = 18,195032 \, \Omega$$

This leads to the ratio $X_{(0)T}/X_T = (X_{(0)B} + X_{(0)C})/X_{AB} = 18,1426 \, \Omega / 8,639 \, 338 \, \Omega = 2,0999 \approx 2,1$ without correction factor.

In many cases, three-winding network transformers with an auxiliary delta winding (for instance YNyn,d5) can be treated as a two-winding transformer (see, for instance, the transformers T4, T5 and T6 in figure 16).

For this example (transformer T4 in figure 16) the calculation becomes much easier, especially if the resistances are neglected ($R_T/X_T \approx 0,012$):

$X_T = X_{AB} = 8,639338 \, \Omega$; $K_T = K_{TAB} = 0,928072$; $X_{TK} = K_T X_T = 8,017927 \, \Omega$; $X_{(0)T} = 2,1 \times X_T = 18,1426 \, \Omega$ and together with $K_T = K_{TAB}$: $X_{(0)TK} = 16,838 \, \Omega$ on the conservative side in comparison to $X_{(0)TK} = K_{TBC} X_{(0)T} = 18,195 \, \Omega$ as found in the complex calculation above.

2.3 Generators and power-station units

2.3.1 For synchronous generators without unit transformers in low- and medium-voltage networks, the positive-sequence reactances are X_d'' , X_d' and X_d (see IEC 60909-2). In the first moment of short circuit the subtransient reactance X_d'' leads to I_k'' .

The reactance of the negative-sequence system is approximately equal to the subtransient reactance: $X_{(2)} \approx X_d''$. If X_q'' is considerably different from X_d'' then $X_{(2)} = 0,5 (X_d'' + X_q'')$ should be used (see IEC 60909-0).

The zero-sequence reactance $X_{(0)}$ is smaller than the subtransient reactance, depending on the winding configuration of the synchronous machine (see IEC 60909-2). If the starpoint of the generator shall be earthed through an additional impedance, preferably a reactance, between starpoint and earth to limit the line-to-earth short-circuit current ($I_{k1}'' \leq I_k''$) and/or to suppress third-order currents in the case of generators in parallel or in parallel to transformers with starpoint earthing in the same part of the network, then the impedance correction factor K_G shall be used in the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-sequence system, but K_G shall not be used for the additional starpoint impedance (see 3.6.1 of IEC 60909-0).

Figure 1 shows the equivalent circuit diagram of the test system. It includes a voltage source $(R_G + jX_d)'' t_r^2 K_S$, a switch, a transformer $Z_{THV} K_S$, a diode bridge rectifier, and a load Z_O . The input current is I_{kS}'' , the output current is I_{kQ}'' , and the output voltage is $cU_D / \sqrt{3}$. The diagram is labeled IEC 962/2000.

The diagram illustrates the equivalent circuit for a three-phase system. It features three horizontal busbars labeled 01, 02, and 00. A voltage source $\frac{cU_D}{\sqrt{3}}$ is connected to busbar 01. Each busbar has a series combination of a source $(R_G + jX_d)I_r^2 K_S$ and a load $Z_{THV} K_S$. The diagram also shows current flows $I''_{(1)S}$, $I''_{(1)Q}$, $I''_{(2)S}$, $I''_{(2)Q}$, $I''_{(0)S}$, $I''_{(0)Q}$, and $I''_{(0)}$. The diagram is labeled with Z_S [1, equation (21)]¹ and $Z_{(2)S} = Z_S$.

¹⁾ Equation (21) de la CEI 60909-0.

Figure 1 shows the equivalent circuit diagram of the test system. It includes a voltage source Z_S [1, equation (21)]¹, a load $(R_G + jX_d) t_r^2 K_S$, a series combination of $Z_{THV} K_S$ and a diode, and a load Z_Q . A current source I_k'' is connected in parallel with the output, and a voltage source $cU_D / \sqrt{3}$ is connected in series with the output. The output current is I_k'' .

¹⁾ Equation (21) of IEC 60909-0.

Dans le cas d'un groupe de production (S) avec changeur de prise en charge (voir 3.7.1 de la CEI 60909-0) ou sans changeur de prise en charge (voir 3.7.2 de la CEI 60909-0) l'impédance homopolaire du côté haute tension du groupe de production est donnée par l'impédance homopolaire du transformateur et la valeur triple d'une impédance $\underline{Z}_N$ entre le neutre du transformateur (côté haute tension) et la terre. La figure 5 donne un exemple. L'impédance directe et inverse du groupe de production doit être calculée avec l'équation (21) ou l'équation (23) de la CEI 60909-0 conjointement avec le facteur de correction d'impédance K_S de l'équation (22) ou l'équation (24) de la CEI 60909-0). L'impédance homopolaire du groupe de production est donnée par $\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3\underline{Z}_N$. C'est pourquoi le facteur de correction d'impédance doit être utilisé comme suit:

a) pour l'impédance directe:

$$\underline{Z}_S = [(R_G + j X_d'')t_r^2 + \underline{Z}_{THV}] K_S,$$

b) pour l'impédance inverse:

$$\underline{Z}_{(2)S} = [(R_G + j X_{(2)})t_r^2 + \underline{Z}_{THV}] K_S,$$

c) pour l'impédance homopolaire:

$$\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3\underline{Z}_N.$$

Le courant $3 \underline{I}_{(0)S}$ circule du neutre du transformateur à l'impédance $\underline{Z}_N$, si elle existe, le dispositif de mise à la terre du groupe de production donnant ensuite lieu à une augmentation du potentiel et à des tensions de contact et en échelon.

S'il est nécessaire de calculer les courants de court-circuit partiels $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ et $\underline{I}_{(0)S}$, le facteur de correction d'impédance doit être introduit selon l'équation (22) de la CEI 60909-0 pour les groupes de production avec changeur de prise en charge, en fonction de la plage de fonctionnement possible de l'alternateur (voir la CEI 60909-0). Dans le cas de groupes de production sans changeur de prise en charge, le facteur de correction K_{S0} de l'équation (24) de la CEI 60909-0 peut être utilisé lorsqu'on calcule $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ et $\underline{I}_{(0)S}$.

2.3.2 Exemple de calcul des impédances et des courants de court-circuit dans le cas d'un court-circuit du côté haute tension d'un groupe de production avec changeur de prise en charge.

Pour cet exemple, les caractéristiques du groupe de production S1 = G1 + T1 représenté à la figure 16 doivent être utilisées. Le neutre du transformateur YNd5 est mis à la terre par une réactance $X_{R1} = 22 \Omega$ ($R_{R1} \ll X_{R1}$), pour réduire le facteur de défaut à la terre dans le cas de rejet de charge et de court-circuit simultané phase-terre du côté haute tension du transformateur (voir 6.2.1).

- Alternateur:

$S_{rG} = 150 \text{ MVA}$; $U_{rG} = 21 \text{ kV}$; $x_d'' = 0,14 \text{ p.u.}$; $x_d = 1,8 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,85$; $R_G = 0,002 \Omega$ (Alternateur à rotor cylindrique fonctionnant uniquement dans la région surexcitée.)

- Transformateur:

$S_{rT} = 150 \text{ MVA}$; $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$; $u_{kr} = 16 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$; $p_T = \pm 12 \%$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$; $\underline{Z}_N = j X_{R1} = j 22 \Omega$

In the case of a power station unit (S) with on-load tap changer (see 3.7.1 of IEC 60909-0) or without on-load tap changer (see 3.7.2 of IEC 60909-0) the zero-sequence impedance at the high-voltage side of the power-station unit is given by the zero-sequence impedance of the unit transformer and the threefold value of an impedance $\underline{Z}_N$ between the neutral point of the transformer (HV-side) and earth. Figure 5 gives an example. The positive-sequence and the negative-sequence impedance of the power-station unit shall be calculated with equation (21) or equation (23) of IEC 60909-0 together with the impedance correction factor K_S from equation (22) or equation (24) of IEC 60909-0. The zero-sequence impedance of the power station unit is found with $\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3\underline{Z}_N$. Therefore the impedance correction factor shall be used as follows:

a) for the positive-sequence impedance:

$$\underline{Z}_S = [(R_G + j X_d'')t_r^2 + \underline{Z}_{THV}] K_S,$$

b) for the negative-sequence impedance:

$$\underline{Z}_{(2)S} = [(R_G + j X_{(2)})t_r^2 + \underline{Z}_{THV}] K_S,$$

c) for the zero-sequence impedance:

$$\underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3\underline{Z}_N.$$

The current $3\underline{I}_{(0)S}$ passes from the neutral point of the unit transformer to the impedance $\underline{Z}_N$, if this exists, the earthing arrangement of the power station hence leading to a potential rise and to touch and step voltages.

If the partial short-circuit currents $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ and $\underline{I}_{(0)S}$ are calculated, the impedance correction factor according to equation (22) of IEC 60909-0 for power-station units with on-load tap-changer has to be introduced, depending on the possible operating range of the generator (see IEC 60909-0). In the case of power-station units without on-load tap-changer, the correction factor K_{S0} from equation (24) of IEC 60909-0 can be used when calculating $\underline{I}_{(1)S}$, $\underline{I}_{(2)S}$ and $\underline{I}_{(0)S}$.

2.3.2 Example for the calculation of impedances and short-circuit currents in the case of a short circuit at the high-voltage side of a power-station unit with on-load tap-changer.

For this example the data of the power station S1 = G1 + T1 in figure 16 shall be used. The neutral point of the unit transformer YNd5 is earthed through a reactance $X_{R1} = 22 \Omega$ ($R_{R1} \ll X_{R1}$) to reduce the earth-fault factor in the case of load rejection and a simultaneous line-to-earth short circuit at the high-voltage side of the unit transformer (see 6.2.1).

- Generator:

$S_{rG} = 150 \text{ MVA}$; $U_{rG} = 21 \text{ kV}$; $x_d'' = 0,14 \text{ p.u.}$; $x_d = 1,8 \text{ p.u.}$; $\cos\phi_{rG} = 0,85$; $R_G = 0,002 \Omega$ (Cylindrical rotor generator working only in the overexcited region.)

- Unit transformer:

$S_{rT} = 150 \text{ MVA}$; $U_{rTHV}/U_{rTLV} = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$; $u_{kr} = 16 \%$; $u_{Rr} = 0,5 \%$; $p_T = \pm 12 \%$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$; $R_{(0)T}/R_T = 1,0$; $\underline{Z}_N = j X_{R1} = j 22 \Omega$

- Réseau d'alimentation (trouvé à partir d'une réduction de réseau):

$$U_{nQ} = 110 \text{ kV}; c_{Q\max} = 1,1; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}; R_Q/X_Q = 0,20328; X_{(0)Q}/X_Q = 3,47927; \\ R_{(0)Q}/R_Q = 3,03361.$$

On trouve les résultats suivants pour cet exemple (voir figure 5):

$$\underline{Z}_G = R_G + j X_d'' = (0,002 \Omega + j 0,14 \frac{(21 \text{ kV})^2}{150 \text{ MVA}}) = (0,002 + j 0,4116) \Omega$$

$$\underline{Z}_{Gt} = \underline{Z}_G t_r^2 = (0,05998 + j 12,34333) \Omega \text{ avec } t_r = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$$

$$\underline{Z}_{THV} = \left(\frac{u_{Rr}}{100\%} + j \frac{u_{Xr}}{100\%} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}} = (0,44083 + j 14,09978) \Omega$$

$$\text{avec } u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = 15,99219 \% (x_T = 0,1599219 \text{ p.u.})$$

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \times \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \times \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \phi_{rG}} = 0,99597$$

$$\underline{Z}_S = (\underline{Z}_G t_r^2 + \underline{Z}_{THV}) K_S = (0,49879 + j 26,33668) \Omega$$

Dans le cas d'un court-circuit triphasé (figure 5) avec $U_n = U_{nQ}$:

$$\underline{I}_{kS}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_S} = (0,05022 - j 2,65160) \text{ kA}; I_{kS}'' = 2,65208 \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kQ}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_Q} = (2,71161 - j 13,33931) \text{ kA}; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}$$

$$\text{avec } Z_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \quad \text{et } X_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} = 0,97996 Z_Q$$

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_{kS}'' + \underline{I}_{kQ}'' = (2,76183 - j 15,99091) \text{ kA}; I_k'' = 16,22766 \text{ kA}.$$

Ce résultat est également donné au tableau 11 pour le réseau d'essai.

- Network feeder (found from a network reduction):

$$U_{nQ} = 110 \text{ kV}; c_{Q\max} = 1,1; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}; R_Q/X_Q = 0,20328; X_{(0)Q}/X_Q = 3,47927; \\ R_{(0)Q}/R_Q = 3,03361.$$

The following results are found for this example (see figure 5):

$$\underline{Z}_G = R_G + j X_d'' = (0,002 \Omega + j 0,14 \frac{(21 \text{ kV})^2}{150 \text{ MVA}}) = (0,002 + j 0,4116) \Omega$$

$$\underline{Z}_{Gt} = \underline{Z}_G t_r^2 = (0,05998 + j 12,34333) \Omega \text{ with } t_r = 115 \text{ kV}/21 \text{ kV}$$

$$\underline{Z}_{THV} = \left(\frac{u_{Rr}}{100\%} + j \frac{u_{Xr}}{100\%} \right) \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}} = (0,44083 + j 14,09978) \Omega$$

$$\text{with } u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2} = 15,99219 \% (x_T = 0,1599219 \text{ p.u.})$$

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \times \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \times \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \phi_{rG}} = 0,99597$$

$$\underline{Z}_S = (\underline{Z}_G t_r^2 + \underline{Z}_{THV}) K_S = (0,49879 + j 26,33668) \Omega$$

In the case of a three-phase short circuit (figure 5) with $U_n = U_{nQ}$:

$$\underline{I}_{kS}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_S} = (0,05022 - j 2,65160) \text{ kA}; I_{kS}'' = 2,65208 \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{kQ}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_Q} = (2,71161 - j 13,33931) \text{ kA}; I_{kQ}'' = 13,61213 \text{ kA}$$

$$\text{with } Z_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \quad \text{and } X_Q = \frac{1,1U_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} = 0,97996 Z_Q$$

$$\underline{I}_k'' = \underline{I}_{kS}'' + \underline{I}_{kQ}'' = (2,76183 - j 15,99091) \text{ kA}; I_k'' = 16,22766 \text{ kA}.$$

This result is also given in table 11 for the test network.

Courant de court-circuit phase terre $\underline{I}_{k1}''$ (voir l'équation (52) de la CEI 60909-0):

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{Z}_S \times \underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,73267 + j 4,24215) \Omega; \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{Z}_{(0)S} \times \underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (2,09396 + j 14,39889) \Omega$$

$$\text{avec } \underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3 \underline{Z}_N$$

$$= (0,44083 + j 0,95 \times 14,09978) \Omega \times 0,99597 + j 66 \Omega = (0,43906 + j 79,34081) \Omega$$

$$\text{et } \underline{Z}_{(0)Q} = (3,10149 + j 17,49822) \Omega$$

$$\underline{I}_{k1}'' = \frac{\sqrt{3} c U_n}{2 \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}} = (1,39090 - j 8,94226) \text{ kA}; \underline{I}_{k1}'' = 9,04979 \text{ kA}$$

Ce résultat est également donné au tableau 12 pour le réseau d'essai. Courants de court-circuit partiels à la figure 5:

$$\underline{I}_{(1)S}'' = \underline{I}_{(2)S}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,00109 - j 0,49300) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(1)Q}'' = \underline{I}_{(2)Q}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_S}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,46255 - j 2,48775) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)S}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,00853 - j 0,55314) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)Q}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)S}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,45510 - j 2,42761) \text{ kA}$$

On peut trouver les courants de ligne suivants du côté du groupe de production à partir de ces résultats, qui sont valables, si seul le fonctionnement surexcité de l'alternateur est prévu:

$$\underline{I}_{L1S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{I}_{(2)S}'' = (0,01072 - j 1,53914) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L2S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L3S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

Line-to-earth short-circuit current $\underline{I}_{k1}''$ (see equation (52) of IEC 60909-0):

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{Z}_S \times \underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,73267 + j 4,24215) \Omega; \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{Z}_{(0)S} \times \underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (2,09396 + j 14,39889) \Omega$$

$$\text{with } \underline{Z}_{(0)S} = \underline{Z}_{(0)THV} K_S + 3 \underline{Z}_N$$

$$= (0,44083 + j 0,95 \times 14,09978) \Omega \times 0,99597 + j 66 \Omega = (0,43906 + j 79,34081) \Omega$$

$$\text{and } \underline{Z}_{(0)Q} = (3,10149 + j 17,49822) \Omega$$

$$\underline{I}_{k1}'' = \frac{\sqrt{3} c U_n}{2 \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(0)}} = (1,39090 - j 8,94226) \text{ kA}; \underline{I}_{k1}'' = 9,04979 \text{ kA}$$

This result is also given in table 12 for the test network. Partial short-circuit currents in figure 5:

$$\underline{I}_{(1)S}'' = \underline{I}_{(2)S}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_Q}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,00109 - j 0,49300) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(1)Q}'' = \underline{I}_{(2)Q}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_S}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_Q} = (0,46255 - j 2,48775) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)S}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)Q}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,00853 - j 0,55314) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{(0)Q}'' = \frac{\underline{I}_{k1}''}{3} \times \frac{\underline{Z}_{(0)S}}{\underline{Z}_{(0)S} + \underline{Z}_{(0)Q}} = (0,45510 - j 2,42761) \text{ kA}$$

From these results which are valid, if only the overexcited operation of the generator is anticipated, the following line currents at the power-station side can be found:

$$\underline{I}_{L1S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{I}_{(2)S}'' = (0,01072 - j 1,53914) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L2S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

$$\underline{I}_{L3S}'' = \underline{I}_{(0)S}'' + \underline{a} \underline{I}_{(1)S}'' + \underline{a}^2 \underline{I}_{(2)S}'' = (0,00744 - j 0,06014) \text{ kA}$$

Courant du neutre du transformateur vers le dispositif de mise à la terre:

$$\underline{I}_{L1S}'' + \underline{I}_{L2S}'' + \underline{I}_{L3S}'' = 3 \underline{I}_{(0)S}'' = (0,02560 - j 1,65942) \text{ kA}$$

3 Calcul des courants de court-circuit dans un réseau basse tension $U_n = 400 \text{ V}$

3.1 Problème

Soit à la figure 6 un réseau basse tension avec $U_n = 400 \text{ V}$ et $f = 50 \text{ Hz}$. Les courants de court-circuit I_k'' et i_p doivent être déterminés aux points de court-circuit F1 à F3. On peut prendre comme hypothèse de départ que les courts-circuits aux points F1 à F3 sont des courts-circuits éloignés de tout alternateur (voir 1.3.17 de la CEI 60909-0).

Les caractéristiques de matériel pour les systèmes direct, inverse et homopolaire sont données au tableau 3.

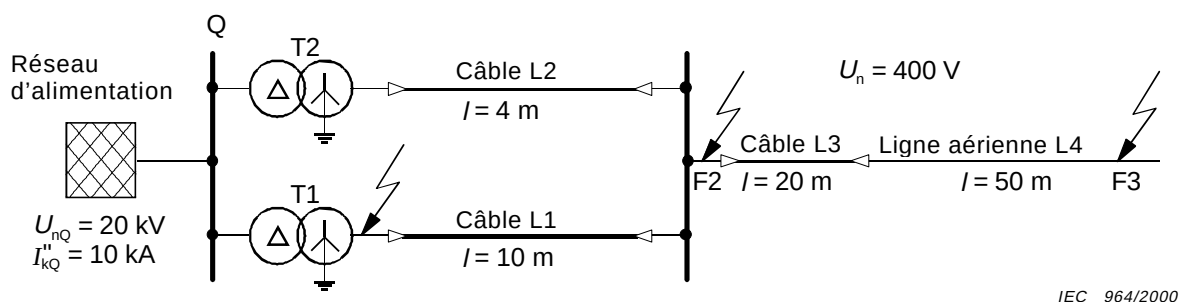


Figure 6 – Réseau basse tension $U_n = 400 \text{ V}$ avec points de court-circuit F1, F2 et F3

3.2 Détermination des impédances directes

3.2.1 Réseau d'alimentation

Selon l'équation (6) de la CEI 60909-0 avec $c_Q = c_{Q\max} = 1,1$ (voir le tableau 1 de la CEI 60909-0) on a:

$$Z_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \times \frac{1}{t_r^2} = \frac{1,1 \times 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} 10 \text{ kA}} \left(\frac{0,41 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 0,534 \text{ m}\Omega$$

$$\left. \begin{array}{l} X_{Qt} = 0,995 Z_{Qt} = 0,531 \text{ m}\Omega \\ R_{Qt} = 0,1 X_{Qt} = 0,053 \text{ m}\Omega \end{array} \right\} \underline{Z}_{Qt} = (0,053 + j 0,531) \text{ m}\Omega$$

Current from the transformer neutral point to the earthing arrangement:

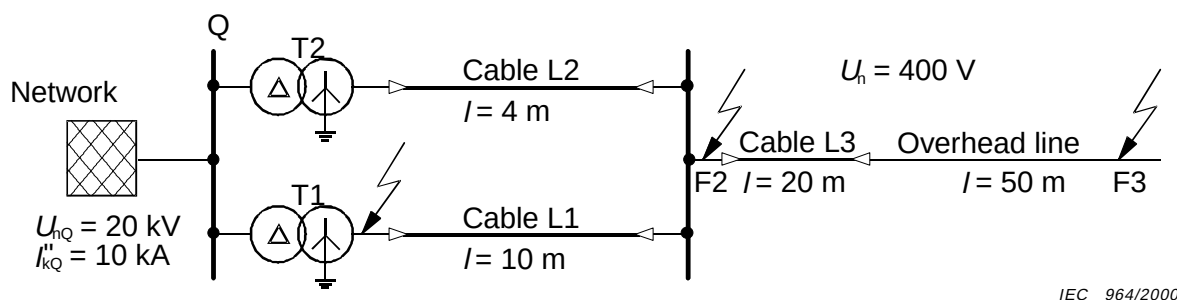
$$\underline{I}_{L1S}'' + \underline{I}_{L2S}'' + \underline{I}_{L3S}'' = 3 \underline{I}_{(0)S}'' = (0,02560 - j 1,65942) \text{ kA}$$

3 Calculation of short-circuit currents in a low-voltage system $U_n = 400 \text{ V}$

3.1 Problem

A low-voltage system with $U_n = 400 \text{ V}$ and $f = 50 \text{ Hz}$ is given in figure 6. The short-circuit currents I_k'' and i_p shall be determined at the short-circuit locations F1 to F3. It may be assumed that the short circuits at the locations F1 to F3 are far-from-generator short circuits (see 1.3.17 of IEC 60909-0).

The equipment data for the positive-sequence, the negative-sequence and the zero-sequence systems are given in table 3.



IEC 964/2000

Figure 6 – Low-voltage system $U_n = 400 \text{ V}$ with short-circuit locations F1, F2 and F3

3.2 Determination of the positive-sequence impedances

3.2.1 Network feeder

According to equation (6) of IEC 60909-0 with $c_Q = c_{Q\max} = 1,1$ (see table 1 of IEC 60909-0) it follows:

$$Z_{Qt} = \frac{c_Q U_{nQ}}{\sqrt{3} I_{kQ}''} \times \frac{1}{t_f^2} = \frac{1,1 \times 20 \text{ kV}}{\sqrt{3} 10 \text{ kA}} \left(\frac{0,41 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 = 0,534 \text{ m}\Omega$$

$$\left. \begin{array}{l} X_{Qt} = 0,995 Z_{Qt} = 0,531 \text{ m}\Omega \\ R_{Qt} = 0,1 X_{Qt} = 0,053 \text{ m}\Omega \end{array} \right\} \underline{Z}_{Qt} = (0,053 + j 0,531) \text{ m}\Omega$$

Tableau 3 – Caractéristiques des matériels électriques pour l'exemple de la figure 6 – Impédances directe et homopolaire; ($Z_2 = Z_1$)

Matériel	Caractéristiques du matériel	Equations (CEI 60909-0)	$Z_{(1)} = Z_{(2)}$	$Z_{(0)}$
			mΩ	mΩ
Réseau d'alimentation Q	$U_{nQ} = 20 \text{ kV}; I_{kQ}'' = 10 \text{ kA}$ $c_Q = c_{Q\max} = 1,1$ (tableau 1 de la CEI 60909-0) $R_Q = 0,1 X_Q; X_Q = 0,995 Z_Q$	(6)	$Z_{Qt} = 0,053$ $+ j 0,531$	–
Transforma- teurs T1 (Dyn 5)	$S_{rT} = 630 \text{ kVA}; U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}; u_{kr} = 4 \text{ } \%$; $P_{krT} = 6,5 \text{ kW}; R_{(0)T}/R_T = 1,0$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$.	(7) à (9) K_T de (12a)	$Z_{T1K} = 2,68$ $+ j 10,054$	$Z_{(0)T1K} = 2,68$ $+ j 9,551$
T2 (Dyn 5)	$S_{rT} = 400 \text{ kVA}; U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}; u_{kr} = 4 \text{ } \%$; $P_{krT} = 4,6 \text{ kW}; R_{(0)T}/R_T = 1,0$; $X_{(0)T}/X_T = 0,95$.		$Z_{T2K} = 4,712$ $+ j 15,698$	$Z_{(0)T2K} = 4,712$ $+ j 14,913$
Phases				
L1	Deux câbles parallèles à quatre conducteurs; $\ell = 10 \text{ m}; 4 \times 240 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ $Z_L' = (0,077 + j 0,079) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3,7 R_L; X_{(0)L} = 1,81 X_L$.	Données et rapports $\frac{R_{(0)L}}{R_L}; \frac{X_{(0)L}}{X_L}$ fournis par le fabricant	$Z_{L1} = 0,385$ $+ j 0,395$	$Z_{(0)L1} = 1,425$ $+ j 0,715$
L2	Deux câbles parallèles à trois conducteurs; $\ell = 4 \text{ m}; 3 \times 185 \text{ mm}^2 \text{ Al}$; $Z_L' = (0,208 + j 0,068) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 4,23 R_L; X_{(0)L} = 1,21 X_L$.		$Z_{L2} = 0,416$ $+ j 0,136$	$Z_{(0)L2} = 1,760$ $+ j 0,165$
L3	Câble à quatre conducteurs $\ell = 20 \text{ m}; 4 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$; $Z_L' = (0,271 + j 0,087) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3 R_L; X_{(0)L} = 4,46 X_L$.	(14), (15)	$Z_{L3} = 5,420$ $+ j 1,740$	$Z_{(0)L3} = 16,260$ $+ j 7,760$
L4	Ligne aérienne; $\ell = 50 \text{ m}$; $q_n = 50 \text{ mm}^2 \text{ Cu}; d = 0,4 \text{ m}$; $Z_L' = (0,3704 + j 0,297) \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 2 R_L; X_{(0)L} = 3 X_L$.		$Z_{L4} = 18,50$ $+ j 14,85$	$Z_{(0)L4} = 37,04$ $+ j 44,55$

**Table 3 – Data of electrical equipment for the example in figure 6 –
Positive-sequence and zero-sequence impedances ($\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$)**

Equipment	Data of equipment	Equations (IEC 60909-0)	$\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$	$\underline{Z}_{(0)}$
			mΩ	mΩ
Network feeder Q	$U_{nQ} = 20 \text{ kV}; I_{kQ}'' = 10 \text{ kA}$ $c_Q = c_{Q\max} = 1,1$ (table 1 of IEC 60909-0) $R_Q = 0,1 \text{ } \Omega; X_Q = 0,995 \text{ } \Omega$	(6)	$Z_{Qt} = 0,053 + j 0,531$	–
Transformers T1 (Dyn 5)	$S_{rT} = 630 \text{ kVA}; U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}; u_{kr} = 4 \text{ } \%$ $P_{krT} = 6,5 \text{ kW}; R_{(0)T}/R_T = 1,0;$ $X_{(0)T}/X_T = 0,95.$	(7) to (9) K_T from (12a)	$\underline{Z}_{T1K} = 2,68 + j 10,054$	$\underline{Z}_{(0)T1K} = 2,68 + j 9,551$
T2 (Dyn 5)	$S_{rT} = 400 \text{ kVA}; U_{rTHV} = 20 \text{ kV}$ $U_{rTLV} = 410 \text{ V}; u_{kr} = 4 \text{ } \%$ $P_{krT} = 4,6 \text{ kW}; R_{(0)T}/R_T = 1,0;$ $X_{(0)T}/X_T = 0,95.$		$\underline{Z}_{T2K} = 4,712 + j 15,698$	$\underline{Z}_{(0)T2K} = 4,712 + j 14,913$
Lines L1	Two parallel four-core cables; $\ell = 10 \text{ m}; 4 \times 240 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ $\underline{Z}'_L = (0,077 + j 0,079) \text{ } \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3,7 R_L; X_{(0)L} = 1,81 X_L.$	Data and ratios $\frac{R_{(0)L}}{R_L}; \frac{X_{(0)L}}{X_L}$ given by the manufacturer	$\underline{Z}_{L1} = 0,385 + j 0,395$	$\underline{Z}_{(0)L1} = 1,425 + j 0,715$
L2	Two parallel three-core cables; $\ell = 4 \text{ m}; 3 \times 185 \text{ mm}^2 \text{ Al};$ $\underline{Z}'_L = (0,208 + j 0,068) \text{ } \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 4,23 R_L; X_{(0)L} = 1,21 X_L.$		$\underline{Z}_{L2} = 0,416 + j 0,136$	$\underline{Z}_{(0)L2} = 1,760 + j 0,165$
L3	Four-core cable $\ell = 20 \text{ m}; 4 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Cu};$ $\underline{Z}'_L = (0,271 + j 0,087) \text{ } \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 3 R_L; X_{(0)L} = 4,46 X_L.$		$\underline{Z}_{L3} = 5,420 + j 1,740$	$\underline{Z}_{(0)L3} = 16,260 + j 7,760$
L4	Overhead line; $\ell = 50 \text{ m};$ $q_n = 50 \text{ mm}^2 \text{ Cu}; d = 0,4 \text{ m};$ $\underline{Z}'_L = (0,3704 + j 0,297) \text{ } \Omega/\text{km}$ $R_{(0)L} = 2 R_L; X_{(0)L} = 3 X_L.$	(14), (15)	$\underline{Z}_{L4} = 18,50 + j 14,85$	$\underline{Z}_{(0)L4} = 37,04 + j 44,55$