

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Measuring relays and protection equipment –
Part 121: Functional requirements for distance protection**

**Relais de mesure et dispositifs de protection –
Partie 121: Exigences fonctionnelles pour protection de distance**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2014 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, 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 either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, 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'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 14 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

More than 55 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 14 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

Plus de 55 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Measuring relays and protection equipment –
Part 121: Functional requirements for distance protection**

**Relais de mesure et dispositifs de protection –
Partie 121: Exigences fonctionnelles pour protection de distance**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XG

ICS 29.120.70

ISBN 978-2-8322-1399-5

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	9
1 Scope	11
2 Normative references	11
3 Terms and definitions	12
4 Specification of the function.....	13
4.1 General.....	13
4.2 Input energizing quantities/energizing quantities	13
4.3 Binary input signals.....	14
4.4 Functional logic.....	15
4.4.1 Faulted phase identification	15
4.4.2 Directional signals	15
4.4.3 Distance protection function characteristics	15
4.4.4 Distance protection zone timers	16
4.5 Binary output signals	16
4.5.1 General	16
4.5.2 Start (pickup) signals	16
4.5.3 Operate signals	17
4.5.4 Other binary output signals	17
4.6 Additional influencing functions/conditions	17
4.6.1 General	17
4.6.2 Inrush current	17
4.6.3 Switch onto fault/trip on reclose	17
4.6.4 Voltage transformer (VT) signal failure (loss of voltage).....	17
4.6.5 Power swings	18
4.6.6 Behavior during frequencies outside of the operating range	18
5 Performance specifications.....	18
5.1 General.....	18
5.2 Effective and operating ranges.....	18
5.3 Basic characteristic accuracy under steady state conditions	19
5.3.1 General	19
5.3.2 Determination of accuracy related to time delay setting	19
5.3.3 Disengaging time	20
5.4 Dynamic performance	20
5.4.1 General	20
5.4.2 Transient overreach (TO).....	20
5.4.3 Operate time and transient overreach (SIR diagrams).....	21
5.4.4 Operate time and transient overreach (CVT-SIR diagrams).....	21
5.4.5 Typical operate time	21
5.5 Performance with harmonics	22
5.5.1 General	22
5.5.2 Steady-state harmonics tests.....	23
5.5.3 Transient LC oscillation tests	23
5.6 Performance during frequency deviation	23
5.6.1 General	23
5.6.2 Steady state testing during frequency deviation	23
5.6.3 Transient testing during frequency deviation.....	23
5.7 Double infeed tests	24

5.7.1	General	24
5.7.2	Single line, double infeed system.....	24
5.7.3	Double line, double infeed system	24
5.8	Instrument transformer (CT, VT and CVT) requirements	25
5.8.1	General	25
5.8.2	CT requirements	25
6	Functional tests	29
6.1	General.....	29
6.2	Rated frequency characteristic accuracy tests	29
6.2.1	General	29
6.2.2	Basic characteristic accuracy under steady state conditions.....	30
6.2.3	Basic directional accuracy under steady state conditions.....	43
6.2.4	Determination of accuracy related to time delay setting	48
6.2.5	Determination and reporting of the disengaging time	48
6.3	Dynamic performance	50
6.3.1	General	50
6.3.2	Dynamic performance: operate time and transient overreach (SIR diagrams)	51
6.3.3	Dynamic performance: operate time and transient overreach (CVT-SIR diagrams)	61
6.3.4	Dynamic performance: transient overreach tests.....	65
6.3.5	Dynamic performance: typical operate time	69
6.4	Performance with harmonics	74
6.4.1	Steady state harmonics tests	74
6.4.2	Transient oscillation tests (network simulation L-C)	75
6.5	Performance during off-nominal frequency	82
6.5.1	Steady state frequency deviation tests.....	82
6.5.2	Transient frequency deviation tests	85
6.6	Double infeed tests	90
6.6.1	Double infeed tests for single line	90
6.6.2	Double infeed tests for parallel lines (without mutual inductance).....	96
6.6.3	Reporting of double infeed test results.....	100
7	Documentation requirements	101
7.1	Type test report	101
7.2	Documentation.....	101
Annex A	(informative) Impedance characteristics	102
A.1	Overview.....	102
A.1.1	General	102
A.1.2	Non-directional circular characteristic	102
A.1.3	MHO characteristic	102
A.1.4	Quadrilateral/polygonal.....	104
A.2	Example characteristics	106
A.2.1	General	106
A.2.2	Non-directional circular characteristic (ohm)	106
A.2.3	Reactive reach line characteristic	106
A.2.4	MHO characteristic	107
A.2.5	Resistive and reactive intersecting lines characteristic.....	107
A.2.6	Offset MHO characteristic.....	108

Annex B (informative) Informative guide for the behaviour of timers in distance protection zones for evolving faults	110
Annex C (normative) Setting example	112
Annex D (normative) Calculation of mean, median and mode.....	115
D.1 Mean	115
D.2 Median.....	115
D.3 Mode	115
D.4 Example.....	115
Annex E (informative) CT saturation and influence on the performance of distance relays	116
Annex F (informative) Informative guide for testing distance relays based on CT requirements specification	119
F.1 General.....	119
F.2 Test data	120
F.3 CT data and CT model	121
Annex G (informative) Informative guide for dimensioning of CTs for distance protection	125
G.1 General.....	125
G.2 Example 1.....	126
G.3 Example 2.....	128
Annex H (normative) Calculation of relay settings based on generic point P expressed in terms of voltage and current.....	131
H.1 Settings for quadrilateral/polygonal characteristic	131
H.2 Settings for MHO characteristic.....	133
Annex I (normative) Ramping methods for testing the basic characteristic accuracy	134
I.1 Relationship between simulated fault impedance and analog quantities	134
I.2 Pre-fault condition.....	134
I.3 Phase to earth faults.....	134
I.4 Phase to phase faults.....	136
I.5 Ramps in the impedance plane	139
I.5.1 Pseudo-continuous ramp	139
I.5.2 Ramp of shots	140
Annex J (normative) Definition of fault inception angle.....	143
Annex K (normative) Capacitive voltage instrument transformer model	145
K.1 General.....	145
K.2 Capacitor voltage transformer (CVT).....	145
Figure 1 – Simplified distance protection function block diagram.....	14
Figure 2 – Basic accuracy specification of an operating characteristic	19
Figure 3 – Basic angular accuracy specifications of directional lines	20
Figure 4 – SIR diagram – Short line average operate time	22
Figure 5 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements	26
Figure 6 – Test procedure for basic characteristic accuracy.....	31
Figure 7 – Calculated test points A, B and C based on the effective range of U and I	32
Figure 8 – Modified points B' and C' based on the limited setting range	32
Figure 9 – Position of test points A, B, C, D and E in the effective range of U and I	33
Figure 10 – Position of test points A, B', C', D and E in the effective range of U and I	33

Figure 11 – Quadrilateral characteristic showing ten test points	34
Figure 12 – Quadrilateral characteristic showing test ramps.....	35
Figure 13 – Quadrilateral characteristic showing accuracy limits	36
Figure 14 – Quadrilateral/polygonal characteristic showing accuracy limits	37
Figure 15 – MHO characteristic showing nine test points	37
Figure 16 – MHO characteristic showing test ramps.....	38
Figure 17 – Accuracy limits for MHO characteristic	39
Figure 18 – Basic directional element accuracy tests	44
Figure 19 – Directional element accuracy tests in the second quadrant.....	45
Figure 20 – Directional element accuracy tests in the second quadrant.....	46
Figure 21 – Directional element accuracy tests in the fourth quadrant.....	46
Figure 22 – Directional test accuracy lines in the fourth quadrant	47
Figure 23 – Position of the three-phase fault for testing the disengaging time	49
Figure 24 – Sequence of events for testing the disengaging time	50
Figure 25 – Power system network with zero load transfer.....	51
Figure 26 – Dynamic performance: operate time and dynamic overreach (SIR diagram)	55
Figure 27 – SIR diagram for short line: minimum operate time	56
Figure 28 – SIR diagram for short line: average operate time	57
Figure 29 – SIR diagram for short line: maximum operate time	57
Figure 30 – Dynamic performance tests (SIR diagrams).....	59
Figure 31 – SIR diagram for long line: minimum operate time	61
Figure 32 – SIR diagram for long line: average operate time	62
Figure 33 – SIR diagram for long line: maximum operate time	62
Figure 34 – Dynamic performance: operate time and dynamic overreach (CVT-SIR diagram)	64
Figure 35 – CVT-SIR diagram for short line: minimum operate time	66
Figure 36 – CVT-SIR diagram for short line: average operate time.....	66
Figure 37 – CVT-SIR diagram for a short line: maximum operate time	67
Figure 38 – Fault statistics for typical operate time	70
Figure 39 – Frequency distribution of operate time	73
Figure 40 – Ramping test for harmonics.....	75
Figure 41 – Steady-state harmonics test	77
Figure 42 – Simulated power system network	78
Figure 43 – Flowchart of transient oscillation tests	79
Figure 44 – Simulated voltages (U_{L1} , U_{L2} , U_{L3}) and currents (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3})	81
Figure 45 – Transient oscillation tests – Operate time.....	82
Figure 46 – Test points for quadrilateral characteristics	83
Figure 47 – Test points for MHO characteristic	83
Figure 48 – Test ramp direction for quadrilateral characteristic	83
Figure 49 – Test ramp direction for MHO characteristic.....	84
Figure 50 – Steady-state frequency deviation tests	86
Figure 51 – Short line model for frequency deviation test.....	87
Figure 52 – Flowchart of transient frequency deviation tests	89

Figure 53 – SIR diagrams for frequency deviation tests – average operate time.....	90
Figure 54 – Network model for single line tests.....	91
Figure 55 – Line to earth fault.....	92
Figure 56 – Line to line fault.....	92
Figure 57 – Line to line to earth fault.....	92
Figure 58 – Three-phase fault.....	93
Figure 59 – Network model for parallel lines tests.....	98
Figure 60 – Network model for current reversal test.....	99
Figure A.1 – Non-directional circular characteristic with directional supervision.....	102
Figure A.2 – MHO characteristic.....	103
Figure A.3 – Quadrilateral/polygonal characteristics.....	104
Figure A.4 – Non-directional circular characteristic (ohm).....	106
Figure A.5 – Reactive reach line characteristic.....	107
Figure A.6 – MHO characteristics.....	107
Figure A.7 – Resistive and reactive intersecting lines characteristics.....	108
Figure A.8 – Offset MHO.....	108
Figure B.1 – The same fault type evolving from time delayed zone 3 (position 1) into time delayed zone 2 (position 2) after 200 ms.....	110
Figure B.2 – Phase to earth fault in time delayed zone 3 (position 1) evolving into three-phase fault in the same zone (position 2) after 200 ms.....	111
Figure C.1 – Setting example for a radial feeder.....	112
Figure C.2 – Phase to earth fault (LN).....	113
Figure C.3 – Phase to phase fault (LL).....	114
Figure E.1 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements.....	117
Figure F.1 – Fault positions to be considered.....	119
Figure F.2 – Double source network.....	120
Figure F.3 – Magnetization curve for the basic CT.....	122
Figure F.4 – Secondary current at the limit of saturation caused by AC component with no remanent flux in the CT.....	123
Figure F.5 – Secondary current in case of maximum DC offset.....	123
Figure G.1 – Distance relay example 1.....	126
Figure G.2 – Distance relay example 2.....	128
Figure H.1 – Quadrilateral/polygonal characteristic showing test point P on the reactive reach line.....	131
Figure H.2 – Quadrilateral distance protection function characteristic showing test point P on the resistive reach line.....	132
Figure H.3 – MHO characteristic showing test point P.....	133
Figure I.1 – Three-line diagram showing relay connections and L1N fault.....	135
Figure I.2 – Voltage and current phasors for L1N fault.....	135
Figure I.3 – Voltages and currents for L1N fault, constant fault current.....	136
Figure I.4 – Voltages and currents for L1N fault, constant fault voltage.....	136
Figure I.5 – Three-line diagram showing relay connections and L1L2 fault.....	137
Figure I.6 – Voltage and current phasors for L1L2 fault.....	138
Figure I.7 – Voltages and currents for L1L2 fault, constant fault current.....	138
Figure I.8 – Voltages and currents for L1L2 fault, constant fault voltage.....	139

Figure I.9 – Pseudo-continuous ramp distance relay characteristic on an impedance plane	140
Figure I.10 – Pseudo-continuous ramp showing impedance step change and the time step	140
Figure I.11 – Ramp of shots distance relay characteristic on an impedance plane	141
Figure I.12 – Ramp of shots showing impedance step change and the time step	142
Figure I.13 – Ramp of shots with binary search algorithm	142
Figure J.1 – Graphical definition of fault inception angle	143
Figure K.1 – CVT equivalent electrical circuit	145
Figure K.2 – Transient response of the 50 Hz version of the CVT model	147
Table 1 – Example of effective and operating ranges of distance protection	18
Table 2 – Recommended levels of remanence in the optional cases when remanence is considered	27
Table 3 – Basic characteristic accuracy for various points (quadrilateral/polygonal)	42
Table 4 – Overall basic characteristic accuracy (quadrilateral/polygonal)	42
Table 5 – Basic characteristics accuracy for various points (MHO)	42
Table 6 – Overall basic characteristic accuracy (MHO)	42
Table 7 – Basic directional accuracy for various fault types	47
Table 8 – Basic directional accuracy $e_{\alpha}\chi$	47
Table 9 – Results of disengaging time for all the tests	50
Table 10 – Short line SIR and source impedance for selected rated current and frequency	53
Table 11 – Short line SIR and source impedances for other rated current and frequency	54
Table 12 – Long line SIR and source impedances for selected rated current and frequency	59
Table 13 – Long line SIR and source impedances for other rated current and frequency	60
Table 14 – Short line CVT-SIR source impedance	63
Table 15 – Transient overreach table for short line	68
Table 16 – Transient overreach table for long line	68
Table 17 – Transient overreach table for short line with CVTs	69
Table 18 – Typical operate time	71
Table 19 – Typical operate time	71
Table 20 – Typical operate time	72
Table 21 – Typical operate time (mode, median, mean)	73
Table 22 – Steady state harmonics test	75
Table 23 – Capacitance values	78
Table 24 – Quadrilateral/polygonal basic characteristic accuracy at $f_{\min}$ and $f_{\max}$	85
Table 25 – MHO basic characteristic accuracy at $f_{\min}$ and $f_{\max}$	85
Table 26 – Tests without pre-fault load	94
Table 27 – Tests with pre-fault load	95
Table 28 – Current reversal test	98
Table 29 – Evolving faults (only one line affected)	99
Table 30 – Evolving faults (both lines affected)	100
Table 31 – Double infeed test results	101

Table F.1 – Magnetization curve data	122
Table G.1 – Fault currents	127
Table G.2 – Fault currents	128
Table J.1 – Fault type and reference voltage	144
Table K.1 – Parameter values for the 50 Hz version of the CVT model	146
Table K.2 – Parameter values for the 60 Hz version of the CVT model	146

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

MEASURING RELAYS AND PROTECTION EQUIPMENT –**Part 121: Functional requirements for distance protection****FOREWORD**

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of 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, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). 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. 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 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 IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 60255-121 has been prepared by IEC technical committee 95: Measuring relays and protection equipment.

This standard cancels and replaces IEC 60255-16.

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

FDIS	Report on voting
95/319/FDIS	95/321/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.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 60255 series, published under the general title *Measuring relays and protection equipment*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

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

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014

MEASURING RELAYS AND PROTECTION EQUIPMENT –

Part 121: Functional requirements for distance protection

1 Scope

This part of IEC 60255 specifies minimum requirements for functional and performance evaluation of distance protection function typically used in, but not limited to, line applications for effectively earthed, three-phase power systems. This standard also defines how to document and publish performance tests.

This standard covers distance protection function whose operating characteristic can be defined on an impedance plane and includes specification of the protection function, measurement characteristics, phase selection, directionality, starting and time delay characteristics.

The test methodologies for verifying performance characteristics and accuracy are included in this standard. The standard defines the influencing factors that affect the accuracy under steady state conditions and performance characteristics during dynamic conditions. It also includes the instrument transformer requirements for the protection function.

The distance protection functions covered by this standard are as follows:

	IEEE/ANSI C37.2 Function numbers	IEC 61850-7-4 Logical nodes
Phase distance protection	21	PDIS
Earth (ground) distance protection	21G	PDIS

This standard does not specify the functional description of additional features often associated with digital distance relays such as power swing blocking (PSB), out of step tripping (OST), voltage transformer (VT) supervision, switch onto fault (SOTF), trip on reclose (TOR), the logic for cross country faults in not effectively earthed networks, and trip conversion logic. Only their influence on the distance protection function is covered in this standard. The protection of series-compensated lines is beyond the scope of this standard.

The general requirements for measuring relays and protection equipment are defined in IEC 60255-1.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary* (available at <<http://www.electropedia.org>>)

IEC 60255-1, *Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements*

IEC 61850 (all parts), *Communication networks and systems for power utility automation*

IEC 61869-2:2012, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

IEC 61869-5:2011, *Instrument transformers – Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-444, IEC 60050-447, IEC 60050-448, as well as the following apply.

3.1

distance protection

non-unit protection whose operation and selectivity depend on local measurement of electrical quantities from which the equivalent distance to the fault is evaluated by comparing with zone settings

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448.14.01]

3.2

zones of non-unit protection

zones of protection (US)

reaches of the measuring elements of non-unit protection, generally distance protection, in a power system

Note 1 to entry: These non-unit protections, generally distance protection, often have two, three or even more zones available. These are usually arranged such that the shortest zone corresponds to an impedance slightly smaller than the impedance of the protected section, and is normally instantaneous in operation. Zones with longer reach settings are normally time-delayed to obtain selectivity.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448.14.02]

3.3

operating range

range for which the measuring relay under specified conditions is able to perform its intended function(s) according to the specified requirements

Note 1 to entry: When accuracy requirements have to be met, see effective range (IEC 60050-447:2010, 447.07.08).

[SOURCE: IEC 60050-447:2010, 447.03.16]

3.4

effective range

part of the operating range of an input energizing quantity or characteristic quantity within which the accuracy requirements are met

[SOURCE: IEC 60050-447:2010, 447.07.08]

3.5

characteristic quantity

electric quantity, or one of its parameters, the name of which characterizes a relay and the values of which are the subject of accuracy requirements

[SOURCE: IEC 60050-447:2010, 447.07.01]

3.6

operate time

duration of the time interval between the instant when the characteristic quantity of a measuring relay in reset condition is changed, under specified conditions, and the instant when the relay operates

[SOURCE: IEC 60050-447:2010, 447.05.05]

3.7

disengaging time

duration of the time interval between the instant a specified change is made in the value of the input energizing quantity which will cause the relay to disengage and instant it disengages

Note 1 to entry: The disengaging time is a parameter that is more commonly denoted with the word "reset time".

[SOURCE: IEC 60050-447:2010, 447.05.10]

3.8

source impedance ratio

SIR

at a given measurement location, commonly at one end of a line, the ratio of the power system source impedance to the impedance of the protected zone

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448.14.14]

4 Specification of the function

4.1 General

A block diagram of the distance protection function is shown in Figure 1. The main elements are:

- starting/fault detection,
- phase selection,
- directional determination,
- loop impedance calculations,
- distance protection characteristic,
- functional logic.

Distance protection function designs differ among manufacturers, and some of them may have a different architecture than the one shown in Figure 1.

4.2 Input energizing quantities/energizing quantities

The input energizing quantities are the measuring signals, which are voltages and currents in the case of distance protection. Their ratings and relevant standards are specified in IEC 60255-1. Input energizing quantities can be presented to the distance protection functional logic either hardwired from voltage and current transformers or as a data packet over a communication port using an appropriate communication protocol (such as IEC 61850-9-2).

For three-phase distance protection function, the Input energizing quantities shall be specified. As an example:

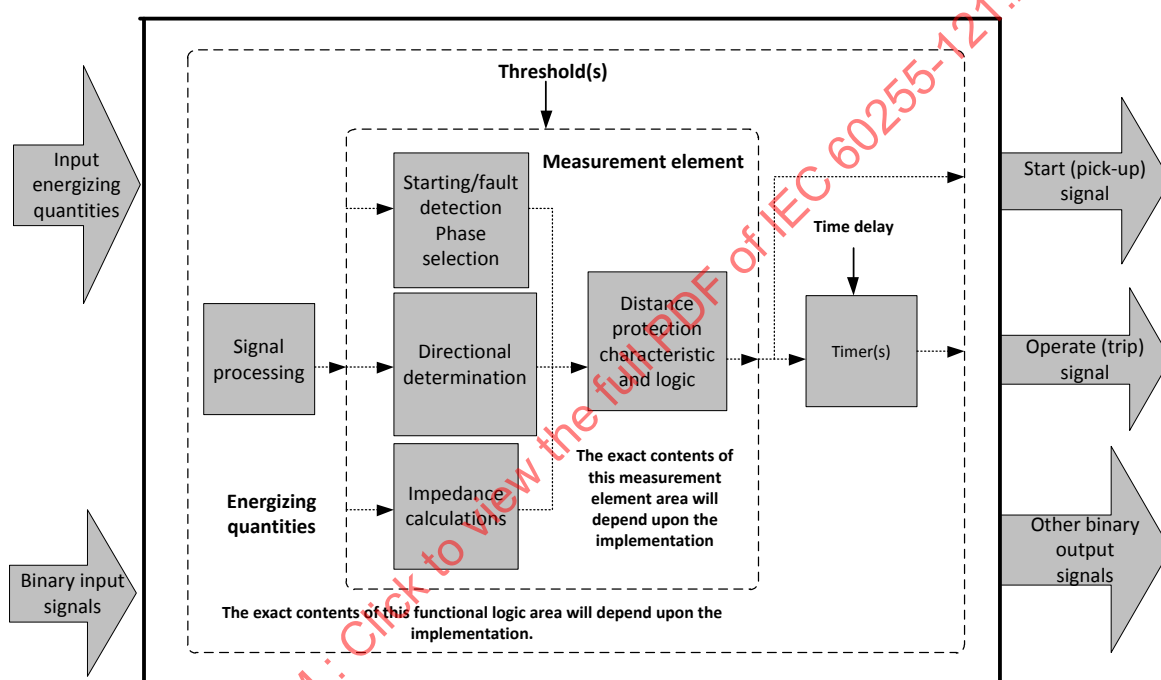
- phase-to-earth voltages: U_{L1} , U_{L2} and U_{L3}

- phase currents: I_{L1} , I_{L2} and I_{L3}

Distance protection functions may have an input for line residual current. In addition the distance protection function may have input from residual current of a parallel line. However, the influence of mutual coupling from a parallel line is not considered in this standard.

The manufacturer shall specify to the extent required for proper application and testing which Energizing quantities are used for the operation of the distance protection elements. For example:

- use of phase to earth or phase-to-phase voltage;
- use of phase and residual (measured or calculated) currents;
- use of derived signals from phase quantities, e.g. negative sequence current, zero sequence voltage, ΔI and/or ΔV detection.



IEC 0111/14

Figure 1 – Simplified distance protection function block diagram

The distance function may provide the following directional output signals:

- fault in forward direction,
- fault in reverse direction.

Depending on the relay design, directional signals are used internally by the distance elements in different ways. Directional signals are also important for teleprotection schemes.

No general specifications can be given for the directional elements as many different relay designs and architectures are in use. The manufacturer shall describe the principle used for the directional elements, including all required setting parameters, meaning and usage of settings and output signals.

4.3 Binary input signals

If applicable, the manufacturer shall declare and describe binary input signal(s) required for the correct operation of the distance elements with the purpose of demonstrating their effect

on the protection function and response time characteristics. For example: loss of voltage due to fuse failure, any other blocking input, zone extension, etc.

Binary inputs to the relays can be traditionally wired to physical inputs or binary signals coming to the relay over a communication port using a communication protocol or signal from an internal functional element such as loss of voltage due to fuse failure, power swing detection etc. Definitions, ratings and standards for binary input signals are specified in IEC 60255-1.

4.4 Functional logic

4.4.1 Faulted phase identification

The purpose of the faulted phase identification function in distance protection is to provide information about the phases involved in the fault and also if earth is involved (for single phase to earth and phase-phase to earth faults). Faulted phase identification is also important for fault location, teleprotection, single phase tripping and reclosing.

Faulted phase identification may be challenged under some fault conditions including evolving faults, cross-country faults, high fault resistance faults and weak system conditions.

Faulted phase identification may use phase and/ or sequence components of currents, phase and/ or sequence components of voltages, and/ or measured loop impedances as input quantities. No general specifications can be given for the faulted phase identification function as many different relay designs and architectures are in use. Faulted phase identification is required to enable appropriate distance loops and inhibit the other loops in order to maintain dependability and security.

The manufacturer shall describe the principle used for the faulted phase identification and specify all required setting parameters, meaning and usage of settings and output signals asserted by faulted phase identification function.

The distance protection relay shall detect and indicate the appropriate faulted phases and also indicate if earth is involved in the fault (for single phase to earth and phase-phase to earth faults).

4.4.2 Directional signals

The distance function may provide the following directional output signals:

- fault in forward direction,
- fault in reverse direction.

Depending on the relay design, directional signals are used internally by the distance elements in different ways. Directional signals are also important for teleprotection schemes.

No general specifications can be given for the directional elements as many different relay designs and architectures are in use. The manufacturer shall describe the principle used for the directional elements, including all required setting parameters, meaning and usage of settings and output signals.

4.4.3 Distance protection function characteristics

The distance relay shall have a distance measurement function and it shall have an operating characteristic where the relay shall operate inside a characteristic boundary. Several different distance protection operating characteristics are in use. For steady state (static conditions), the operating characteristics are described by geometrical figures and shapes in the complex impedance (R - X) plane (see Annex A for additional information) or by mathematical formulae. It is important to note that these characteristics may dynamically change during transient and

fault conditions. No general specifications can be provided for this function as several different relay designs and architectures are in use.

The manufacturer shall declare the operating characteristics in the impedance plane, in graphical form or by mathematical formulae, for phase-to-earth (LN), phase-phase (LL) and 3-phase (LLL) faults in the chosen impedance plane such as ohms/loop or ohms/phase. The operating characteristics shall be referred to the distance protection function impedance setting(s) for a radial feeder with no superimposed load. Annex A provides some commonly used operating characteristics.

The operating criteria for phase selection (or starting elements), if available, shall be declared by the manufacturer. The operating characteristic shall be declared by the manufacturer as a function of the settable parameters, for LN, LL and LLL faults in the chosen impedance plane or by mathematical formulae.

If load encroachment characteristic is available, the manufacturer shall provide its operating characteristic, for LN, LL and LLL faults in the chosen impedance plane or by mathematical formulae, as a function of related settings.

If a directional characteristic is available, the manufacturer shall provide its operating characteristic, for LN, LL and LLL faults in the chosen impedance plane or by mathematical formulae, as a function of related settings.

The manufacturer shall declare all the operating characteristics that influence the protection performance such as minimum enabling current, residual current from a parallel line.

4.4.4 Distance protection zone timers

The behaviour of the timers in time delayed distance protection zones may be different based on the relay design philosophy. In case of evolving faults, the different designs may result in different operate times, when the same evolving fault condition is applied. It is hence necessary to know the behaviour of the distance protection relay during evolving faults in order to ensure selectivity in remote back-up applications. The relay manufacturers shall describe the design philosophy of timers associated with different zones and also, if available, timers associated with different fault types in the same zone.

The informative Annex B shows two particular examples of evolving fault events for time delayed back-up distance protection zones to provide guidance to manufacturers in reporting the information on the design philosophy of zone timers.

4.5 Binary output signals

4.5.1 General

Binary outputs from the relay can be traditionally wired or binary signals coming from the relay over a communication port using a communication protocol. Definitions, ratings and standards for binary output signals are specified in IEC 60255-1.

4.5.2 Start (pickup) signals

The purpose of the start (pickup) signal in a distance protection function is to provide information about the detection of a fault. In some relay designs the start (pickup) signal is used to block or release individual measuring elements. Also, start signals are used for teleprotection schemes.

The starting element may use phase and/or sequence components of currents, phase and/or sequence components of voltages and/or measured loop impedance as input quantities as there are different relay designs and architectures. The manufacturer shall specify to the extent required for proper application and testing the information about the start signals; the

characteristic and logic used for the starting/fault detection element; required setting parameters; meaning and usage of settings; and output signals asserted by the function.

4.5.3 Operate signals

The operate signals are generated by the distance element organized in zones. Numerical distance relays have several distance zones for both phase to earth and phase to phase faults. Each distance zone may provide independent operate signals.

Distance zones combine the signals coming from the starting, phase selection elements, those from distance characteristic/loop impedance calculations, timers in the tripping logic to produce the operate signal.

Operate signals include:

- operate L1,
- operate L2,
- operate L3,
- operate L1, L2, L3.

4.5.4 Other binary output signals

Other binary outputs related to the distance protection function shall be described by the manufacturer.

4.6 Additional influencing functions/conditions

4.6.1 General

The following conditions may affect the behaviour of the distance protection function. These conditions can be detected by additional function elements which then interact with the distance protection relay through external inputs or signals from internal functional elements in pre-defined ways, e.g. blocking distance protection when loss of voltage. The manufacturer shall describe the behaviour of distance protection function during the following conditions.

4.6.2 Inrush current

Inrush current due to power transformer switching might generate unwanted starting or operate signals by the distance protection function.

4.6.3 Switch onto fault/trip on reclose

Switch onto fault condition is defined as a closure of the circuit breaker onto a short circuit condition. Trip on reclose is defined as a special case of a switch onto fault condition where the reclose command is made by auto reclose function.

Switch onto fault and three-phase reclose on to fault conditions are characterised by the absence of pre-fault line voltages when VTs are on the line side of the circuit breaker (CB). When the CB is opened, the distance protection function measures zero line voltages and currents and suddenly, when the CB closes, it measures the fault voltages and currents (line circuit breaker is closed on the permanent fault).

Switch onto fault protection is hence an auxiliary function of the line distance protection. It can be implemented (built-in) in the distance protection function or available as separate function.

4.6.4 Voltage transformer (VT) signal failure (loss of voltage)

Loss of one or several secondary voltages, without equivalent loss of respective primary voltage signal (s), is called VT signal failure. This event can cause distance protection

function to trip instantaneously. The VT signal failure condition is usually detected and the distance protection blocked by the VT signal failure detection function. VT signal failure detection can be implemented internal to the distance protection relay or it can be an external device in which case the blocking is achieved by energizing a relay binary input signal or via communications between the VT signal failure detection relay and the distance relay. The relay may trip if the blocking signal reaches the distance protection function too late.

4.6.5 Power swings

Power swing is defined as a variation in three-phase power flow which occurs when the generator rotor angles are advancing or retarding relative to each other in response to changes in load, line switching, loss of generation, faults, and other system disturbances. When a generator, or group of generators, terminal voltage phase angles go past 180° with respect to the rest of the connected power system the generator or group of generators are in out of step (or pole slip) with the rest of the power system.

A power swing is considered stable if the generators do not slip poles and the system reaches a new state of equilibrium. If the generators are experiencing pole slip condition then the power system is considered as unstable. The impedance trajectory during power swings may encroach the relay characteristics. If the measured impedance trajectory stays in the distance relay zone for sufficient time the relay will issue a trip signal.

4.6.6 Behavior during frequencies outside of the operating range

In system emergency conditions and black start conditions it is important to understand the behaviour of the distance relay when the frequency is outside of the operating range. Manufacturers shall declare the behaviour of the distance relay when the frequency is outside of the operating range.

5 Performance specifications

5.1 General

Since this standard specifies the minimum requirements for distance protection, only the performance specifications appropriate for meeting these minimum requirements are considered and presented here. The standard also defines how the performance related to these minimum requirements shall be documented by the manufacturer. The manufacturer generally performs a much wider set of tests and produces a large amount of data to ensure the performance of its protection device.

5.2 Effective and operating ranges

Table 1 shows, with an example, how effective range and operating range shall be declared by the manufacturer. Depending on the relay technology, the range can differ from the given table, where the values are given as an example to indicate the format of the data. The effective and operating range shall be declared by the manufacturer and the data shall be published in accordance with the format given by Table 1. The behaviour of the distance protection outside the effective range shall be declared by the manufacturer.

Table 1 – Example of effective and operating ranges of distance protection

Quantity	Effective range	Operating range
Current	20 % to 1 000 % of rated current	20 % to 4 000 % of rated current
Voltage	5 % to 150 % of rated voltage	2 % to 200 % of rated voltage
Frequency deviation	-2 % to +2 % of rated frequency	-5 % to +5 % of rated frequency

5.3 Basic characteristic accuracy under steady state conditions

5.3.1 General

The purpose of this subclause is to provide a measure of the characteristic shape and its inherent accuracy. Test methods that shall be used for this assessment are described in Clause 6 and the manufacturer shall declare the specific method used.

Annex C provides a setting example for a radial feeder. The manufacturer as a minimum shall provide the settings for the equipment in order to fulfil the requirements given in Annex C.

The manufacturer shall declare the basic error of the operating characteristics in the R - X impedance plane within the declared effective range. An example specification of accuracy for a quadrilateral/polygonal characteristic is shown in Figure 2. Similar description can be provided for other characteristics. The basic accuracy is denoted by two parameters ε_R and ε_X . If the ratio between the settings in the X - and R - direction differs significantly from the conditions defined in Clause 6, the error for the quadrilateral/polygonal characteristic may increase. For this reason, the manufacturer may optionally specify a reduced accuracy for these conditions.

NOTE In cases where the limits of the characteristic are not perpendicular to the R - and X -axes, the values ε_R and ε_X are not exactly the errors of the resistive and reactive components. They are however still related to the resistive and reactive components.

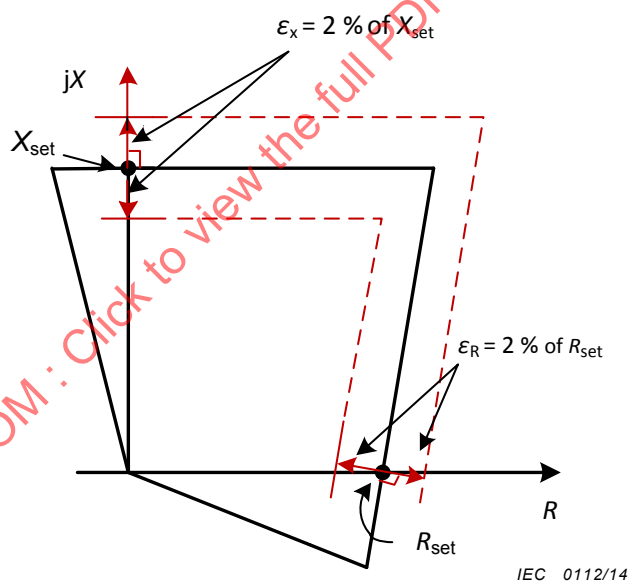


Figure 2 – Basic accuracy specification of an operating characteristic

Figure 3 describes the graphical description of angular accuracy of directional lines (example: forward direction), if available in the device.

5.3.2 Determination of accuracy related to time delay setting

These tests are aimed at determining the accuracy of the timers for time delayed distance protection zones. They are based on monitoring the time difference between the start and operate output signals of the relay.

Details on how these tests are conducted are given in Clause 6.

5.3.3 Disengaging time

For line distance protection applications it may be important to consider the disengaging time of the distance protection zone when the fault current is interrupted. This information has an impact on the time grading of back-up zone, on communication schemes (weak-end infeed, blocking, fault current reversal). The manufacturer shall declare the disengaging time of the protection relay according to the test procedure described in Clause 6.

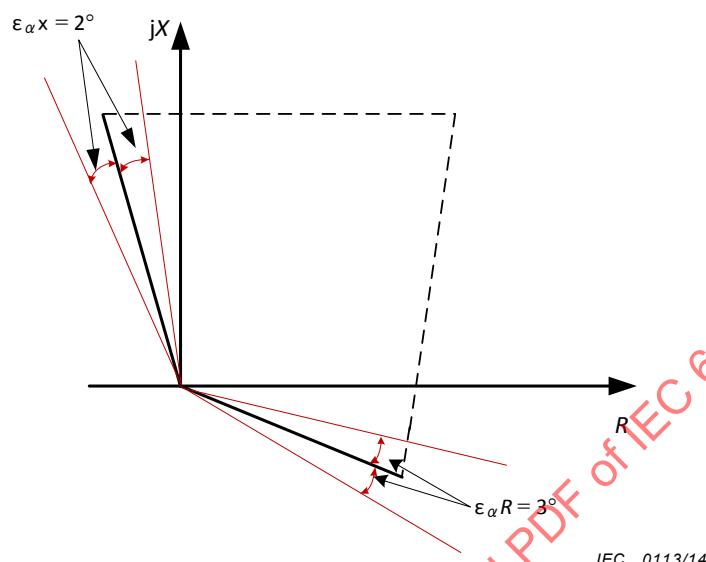


Figure 3 – Basic angular accuracy specifications of directional lines

5.4 Dynamic performance

5.4.1 General

Dynamic performance represents the response of the protection function to various power system conditions (such as electrical faults). Testing to verify the response of the protection relay for dynamic power system conditions usually requires a power system network simulator. Clause 6 provides details of the power system network model for the simulation.

When the relay input signals are simulated with steady state pre-fault conditions, followed by a fault condition (transient and steady state conditions) the test is called a dynamic test. In this case the simulation considers linear CT and VT models. The power system is represented by an R-L circuit and the capacitance is neglected. The response of the distance protection function to the above tests is called dynamic performance. The results of dynamic performance tests are represented in the so called SIR diagrams, where it is possible to see the effect of source impedance ratio on the operate time and on the transient overreach. For the transient overreach itself, a particular test shall be performed in order to be able to compare data from different manufacturers.

In addition, the performance of the distance protection during dynamic fault conditions (such as evolving faults, cross country faults, superimposing of load currents on fault currents during faults with relevant fault resistance, etc.) needs to be declared by the manufacturer.

5.4.2 Transient overreach (TO)

The steady state tests for the basic accuracy of the distance protection characteristic and the SIR (source impedance ratio) diagrams show the effect of steady state and transient errors; in order to allow the user to have comparison among different manufacturers it is beneficial to keep the steady state and transient errors separately, hence a specific test for the measurement of the transient overreach (TO) is provided in this standard.

The transient overreach can be defined as a measure of accuracy of a distance protection element under dynamic fault conditions. These tests aim to detect a fault position where the underreaching and instantaneous zone 1 always operates (XST), and a fault position where the same zone 1 never operates (XNT), while the distance protection zone 1 settings are kept constant.

The transient overreach is defined as:

$$TO = \frac{XNT - XST}{(XNT + XST)/2} \cdot 100 \%$$

A detailed description on how to perform transient overreach tests is available in Clause 6, where tests are performed considering different source impedance ratios and include the presence of capacitor voltage transformer (CVT) model.

5.4.3 Operate time and transient overreach (SIR diagrams)

Distance protection source impedance ratio (SIR) diagrams provide a description of the operate time of the protection function zone 1, as a function of the fault position and the ratio between equivalent source impedance and the reach of the tested protection zone. The diagrams also provide an indication of the transient overreach, which is the area of the SIR diagram beyond the setting reach of the relay (100 %). The manufacturer shall publish SIR diagrams for one short and for one long line with minimum, mean and maximum operate times shown for LN, LL, LLL and LLN faults. Diagrams shall be published at the rated power system frequencies for which the device is designed and in accordance with IEC 60255-1. Figure 4 gives an example of a SIR diagram. More comprehensive information about test methodology is provided in Clause 6.

5.4.4 Operate time and transient overreach (CVT-SIR diagrams).

To determine the effect of capacitor voltage transformers on the distance protection function operate time and transient overreach, CVT-SIR diagrams are introduced. In this case the network model and test procedures are the same as that of the SIR diagrams and the only addition being the CVT model. It is assumed that the current transformers are dimensioned according to the relay manufacturer's recommendations and hence an ideal current transformer model is used in the simulation.

Distance protection SIR diagrams, when CVT effect is considered are called distance protection CVT-SIR diagrams.

The diagram is published for one short line. Minimum, and maximum operate times are published, for LN, LL, LLL and LLN faults. This means that a total of 12 SIR diagrams will be published for the CVT dynamic performance testing.

Clause 6 will describe in detail how the CVT-SIR diagrams shall be obtained and how the results shall be published.

5.4.5 Typical operate time

The operate time (trip time) of a distance protection function depends upon a number of factors:

- fault current level,
- distance to fault,
- source impedance ratio (SIR),
- magnitude and time constant of DC component,
- type of fault.

The typical operate time (median operate time as defined in Clause 6) shall be published by the manufacturer which is a statistical representation of different operate times registered during the dynamic tests performed for the SIR diagrams. The manufacturer shall provide the median operate time of these tests as a statistical indicator of typical operate time. In addition, a graphical representation of the complete set of tests shall be provided with the mean, mode and median values indicated.

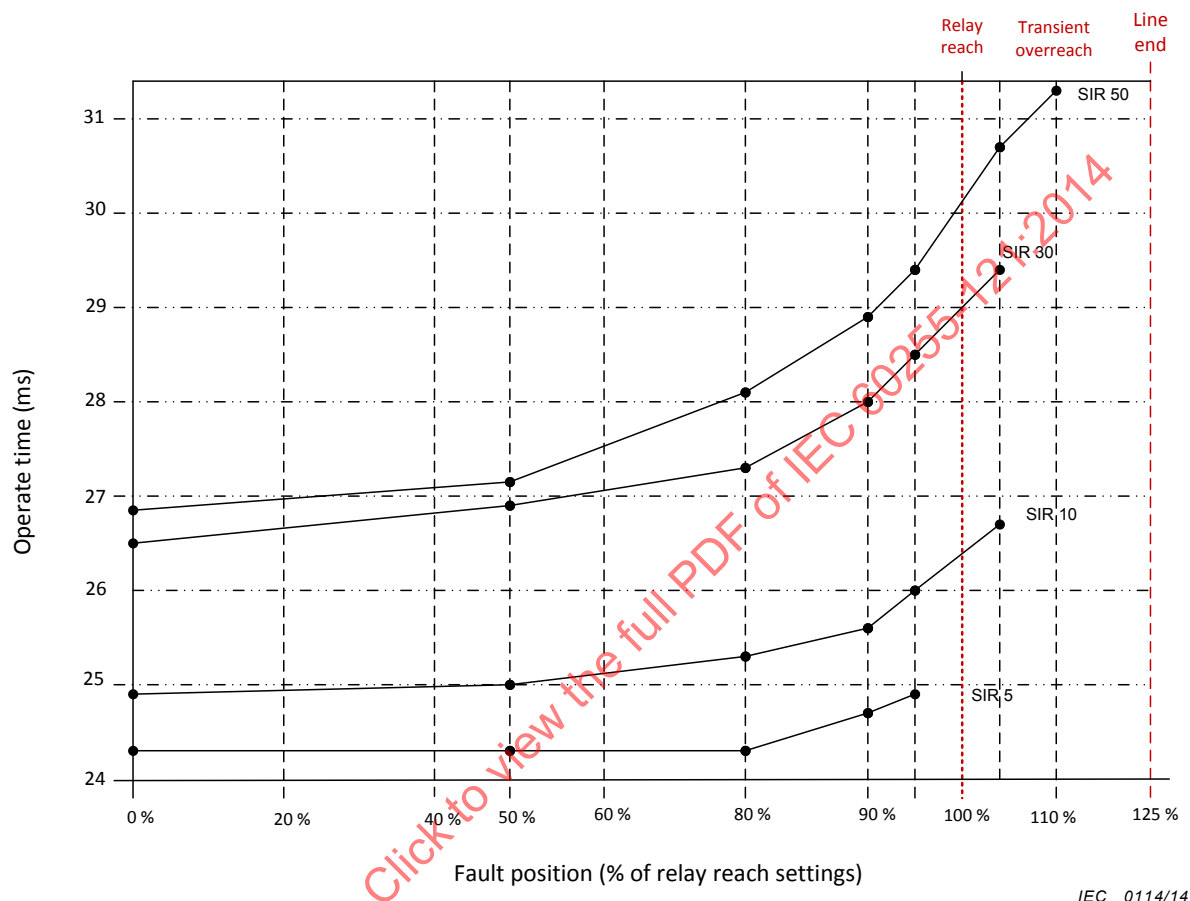


Figure 4 – SIR diagram – Short line average operate time

The typical operate time shall be published at the rated power system frequencies for which the device is designed and in accordance with IEC 60255-1.

More comprehensive information about test methodology is provided in Clause 6. Detailed description of the statistical terminology is provided in Annex D.

5.5 Performance with harmonics

5.5.1 General

Non-linear load conditions or nearby presence of a HVDC network create the presence of harmonics superimposed on the fundamental frequency of the voltages and currents measured by the distance protection relay. The presence of harmonics on a steady state load can be simulated by steady state injection, and may affect the basic accuracy of the distance protection relay, while the effect of harmonics during power system faults may result in delayed operation of the relay or additional transient overreach.

In order to determine the effect of harmonics on relay operate time and overreach, a transient power system simulation is necessary.

5.5.2 Steady-state harmonics tests

The purpose of this subclause is to provide a measure of the inherent accuracy of the distance protection characteristic close to the load area (resistive reach) when a steady state harmonic component is superimposed on the fundamental frequency component.

Low steady state accuracy in the presence of harmonics during load conditions may cause the relay to issue unnecessary start indication or unwanted operate signals.

More comprehensive information about test methodology is provided in Clause 6.

5.5.3 Transient LC oscillation tests

These tests are intended to verify the effect of harmonics under fault conditions on the relay operate time and transient overreach. In order to simulate the harmonics during fault conditions a resonant RLC circuit is used. The capacitance is positioned behind the relay point; the inductance and the resistance are represented by the fault impedance. Results of these tests are represented with SIR diagrams which are centred around 100 % of the relay setting (reach) at the fundamental frequency.

A power system network simulator is required to perform these tests. More comprehensive information about test methodology is provided in Clause 6.

5.6 Performance during frequency deviation

5.6.1 General

Purpose of these tests is to verify the relay performance when the frequency of the energizing quantities deviates from the nominal value. The influence of frequency deviation is determined by means of testing accuracy when the frequency of the characteristic quantity is set to the off-nominal values.

5.6.2 Steady state testing during frequency deviation

The steady state characteristic accuracy during frequency deviation is measured in the same way as the tests used for basic characteristic accuracy. For quadrilateral/polygonal characteristic, only two points of the characteristic are considered, one on the reactive reach and one on the resistive reach. For MHO characteristic, only one point is considered and it is the reach along the impedance angle setting.

The accuracy is measured at the effective range values and the operating range values. The characteristic reference graph at the tested frequency will depend on the relay algorithm used to measure the impedance (reactance based or inductance based).

- For the reactance based algorithm (non frequency compensated), the reference graph will be the same as the one used for the nominal frequency.
- For inductance based algorithm (frequency compensated) the reference graph will vary considering the effect of frequency deviation from the nominal value on the inductance setting.

More comprehensive information about test methodology is provided in Clause 6.

5.6.3 Transient testing during frequency deviation

Transient testing during frequency deviation will show how the relay behaves in terms of operate time and transient overreach when the power system frequency deviates from the nominal value.

The tests shall be performed at two different frequencies: $f_{\min}$ and $f_{\max}$, where:

- $f_{\min}$ = 98 % of the rated frequency,
- $f_{\max}$ = 102 % of the rated frequency.

If the effective range is narrower than the specified value, the minimum and maximum frequencies of the effective range shall be used.

Tests similar to the SIR diagrams are performed, and a power system network simulator is required. More comprehensive information about test methodology is provided in Clause 6.

5.7 Double infeed tests

5.7.1 General

The following tests determine the performance of the distance protection function during dynamic system conditions listed below:

- exporting/importing power,
- evolving faults,
- cross-country faults,
- current reversal condition.

A network simulator is required for performing the tests, as in some cases it is necessary to correctly simulate the power network behaviour after the operation of some remote circuit breakers and also after the operation of the tested relay (single phase or three-phase) in order to verify the performance of the relay under test. A real time network simulator may also be used to simulate the above conditions.

The manufacturer shall publish the results of the tests, with reference to the list of events of the protection signals described in 6.6. The tests do not have a definite pass/fail criteria and results are provided so that the user can study them to determine if the performance of the relay will suit a given application.

5.7.2 Single line, double infeed system

High voltage networks are characterized by supplying the fault current from both sides of the faulty line. Phase to earth (LN) and phase-phase-earth (LLN) faults, with a significant fault resistance, together with the superimposed transmitted electric power, create overreaching (exporting power) and underreaching (importing power) phenomena. Additionally for LLN faults the wrong faulty phase (phases) may be indicated by the relay.

More comprehensive information about the list of tests and the test methodology is provided in Clause 6.

5.7.3 Double line, double infeed system

5.7.3.1 General

With double lines (mutual coupling neglected between the two lines), the following cases shall be considered:

- current reversal condition,
- evolving faults,
- cross-country faults.

5.7.3.2 Current reversal

These tests are intended to determine the behaviour of the distance protection function for correctly cleared faults on a parallel line (seen by the relay as reverse fault) under exporting load conditions.

More comprehensive information about the tests is provided in 6.6.

5.7.3.3 Evolving faults

Evolving faults should be recognized and proper multiphase trip command shall be issued by the distance protection function. Faults can evolve from one phase into several phases, at the same fault position, or can evolve from one phase into other phases, at different line locations (example: forward to reverse).

Informative guide for the behaviour of timers in distance protection zones in case of evolving faults is presented in Annex B.

More comprehensive information about the tests is provided in 6.6.

5.7.3.4 Evolving faults (both lines affected)

For parallel overhead lines on the same tower, it is a well-known phenomenon that a fault occurs in one line, on one phase, and then jumps to the parallel line, involving maybe a different phase. In this condition distance protection function might fail in selecting the faulty phases in different zones jeopardizing the auto reclosing scheme.

More comprehensive information about the tests is provided in 6.6.

5.8 Instrument transformer (CT, VT and CVT) requirements

5.8.1 General

Instrument transformer requirements declared by the manufacturer shall include the effects on the distance protection function performance due to:

- capacitor voltage transformer response (if its use is allowed by relay manufacturer),
- current transformer saturation.

Capacitor voltage transformer influence on distance protection function behaviour is considered in SIR diagrams with CVT models.

5.8.2 CT requirements

This clause states how the relay manufacturers shall specify CT requirements for distance relays and the conditions that shall be fulfilled. Annex E provides information about CT saturation and the influence on the performance of distance relays.

For correct operations of distance protection, the CT shall have a minimum saturation voltage. The CT requirements shall be specified as a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} according to IEC 61869-2. The required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} depends on the application and on the design of the relay. E_{alreq} is defined as follows:

$$E_{alreq} = \frac{I_f}{I_{pr}} \cdot K_{tot} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_{ba})$$

where

- I_f is the maximum primary CT current for the considered fault case;
- I_{pr} is the CT rated primary current;
- I_{sr} is the CT rated secondary current;
- K_{tot} is the total over-dimensioning factor (including the transient dimensioning factor and the remanence dimensioning factor);
- R_{ct} is the CT secondary winding resistance;
- R_{ba} is the total resistive burden, including the secondary wires and all relays in the circuit.

Distance relay applications require that current transformers shall not saturate for a specific minimum time in order to have correct relay operation for faults. The required saturation free time is dependent on the relay design and can vary for different fault positions. The current transformer shall be over-dimensioned with the K_{tot} factor to guarantee the required saturation free time.

The relay manufacturer shall specify and provide the required K_{tot} factors for all fault positions specified in this document. These requirements shall be applicable to all versions of the relay including 50 Hz /60 Hz and 1 A/5 A.

By means of the required K_{tot} factors a user can calculate the E_{alreq} for the specific application and select a current transformer with a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} that is larger than or equal to the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} . Annex G describes in detail the practical procedure for a user on how to dimension CTs for a distance protection application based on the specified current transformer requirements given by the relay manufacturer.

Basically four main fault positions are relevant for dimensioning the current transformers and shall be considered to specify the current transformer requirements. The fault positions are shown in Figure 5: close-in reverse (fault 1), close-in forward (fault 2), zone 1 underreach (fault 3) and zone 1 overreach (fault 4).

In principle there are three different types of current transformers.

- High remanence current transformer (e.g. class P, TPX). This current transformer has a closed core and can have a high level of remanent flux.
- Low remanence current transformer (e.g. class PR, TPY). This current transformer has small air gaps in the core and the remanent flux is limited to 10 % of the saturation flux (Ψ_{sat} according to IEC 61869-2).
- Non remanence current transformer (e.g. class TPZ). This current transformer has big air gaps in the core and there is no remanent flux.

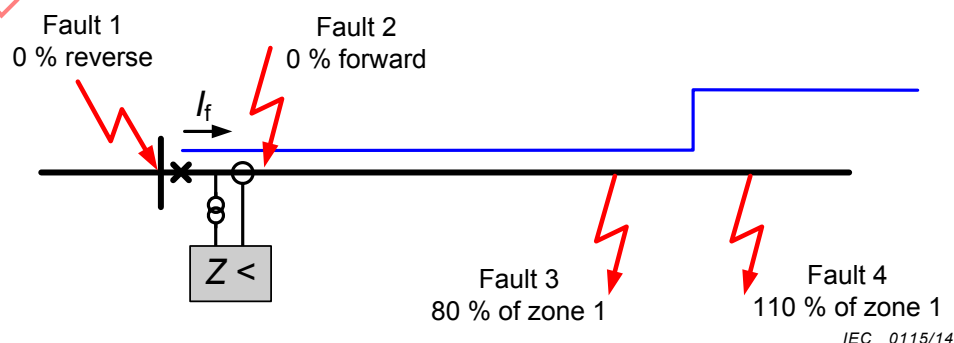


Figure 5 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements

The relay manufacturer shall provide current transformer requirements for the high remanence current transformer type considering zero percent remaining flux. Optionally the

relay manufacturer may also provide current transformer requirements considering remanence. In such cases it is recommended to consider the levels of remanence and remaining flux specified in Table 2. It is more important to consider remanence for the security cases than for the dependability cases as remanence can cause unwanted operation but never cause a failure to operate. When remanence is considered the importance and the priority of the different fault cases are shown in Table 2.

When specifying current transformer requirements, the manufacturer shall consider remanence/remaining flux as follows:

- a) normative/mandatory: remanence/remaining flux is not considered;
- b) option 1: remanence/remaining flux is considered for security cases and for trip on reclose (priority 1, according to Table 2);
- c) option 2: Remanence/remaining flux is considered also for dependability cases (priority 1 and 2, according to Table 2).

In this context, trip on reclose means that a function shall operate in case of fast automatic reclosing on to a fault.

Table 2 – Recommended levels of remanence in the optional cases when remanence is considered

Type of current transformer	Remanence/remaining flux in % of the saturation flux (Ψ_{sat})		
	Fault positions 2 and 3 (Dependability)		Fault positions 1 and 4 (Security)
	Zone measuring function	Trip on reclose	
	Priority 2	Priority 1	
High remanence current transformer	75	75	75
Low remanence current transformer	10	60 ^a	60 ^a
Non remanence current transformer	0	0	0
^a Although the maximum level of remanent flux for a low remanence current transformer is stated not to exceed 10 % of the saturation flux 3 min after the interruption of a magnetizing current it is possible to have a much higher level of flux after a high speed reclosing attempt.			

The total over-dimensioning factor shall be specified for the four fault positions that are shown in Figure 5. The conditions and acceptance criteria for the different cases are specified below and the following conditions shall be valid for all four fault positions.

- Fault inception angles in the range that produce maximum DC offset and no DC offset shall be considered. (Maximum DC offset does not give the shortest time to saturation when the time to saturation < 15 ms (50 Hz)/12,5 ms (60 Hz) which is relevant for numerical distance protection.)
- Three-phase faults (L1L2L3) and phase to earth faults (L1N) shall be considered to cover both phase to phase measuring and phase to earth measuring elements. A residual compensation factor $K_N = 1$ shall be used. This means that the zero sequence impedance of the line is four times the positive sequence impedance.

Where:

$$K_N = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1}$$

- A ratio of the resistive and inductive reach of 3 shall be considered if the reach can be set individually for the zone. All settings of the distance relay shall remain the same for all fault cases.

Fault 1: Close-in reverse fault, security case:

$$E_{alreqCrev} = \frac{I_{fCrev}}{I_{pr}} \cdot K_{totCrev} \cdot I_{sr}(R_{ct} + R_{ba})$$

where

$E_{alreqCrev}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 1;

I_{fCrev} is the symmetrical primary fault current through the CT for fault 1;

$K_{totCrev}$ is the necessary total over-dimensioning factor for fault 1.

Criteria and additional conditions:

The distance protection shall not operate for close-in reverse faults. Fault current primary time constant (T_p) up to at least 100 ms shall be considered.

Fault 2: Close-in forward fault, dependability case:

$$E_{alreqCfw} = \frac{I_{fCfw}}{I_{pr}} \cdot K_{totCfw} \cdot I_{sr}(R_{ct} + R_{ba})$$

where

$E_{alreqCfw}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 2;

I_{fCfw} is the symmetrical primary fault current through the CT for fault 2;

K_{totCfw} is the necessary total over-dimensioning factor for fault 2.

Criteria and additional conditions:

The CT saturation shall not cause more than 1 cycle of additional time delay for any fault compared with the operate time for the same fault case but with a large current transformer so that no saturation occurs. Fault current primary time constant (T_p) up to at least 200 ms shall be considered.

Fault 3: Zone 1 underreach fault, dependability case:

$$E_{alreqZone1U} = \frac{I_{fZone1U}}{I_{pr}} \cdot K_{totZone1U} \cdot I_{sr}(R_{ct} + R_{ba})$$

where:

$E_{alreqZone1U}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 3;

$I_{fZone1U}$ is the symmetrical primary fault current through the current transformer for fault 3;

$K_{totZone1U}$ is the necessary total over-dimensioning factor for fault 3.

Criteria and additional conditions:

The CT saturation shall not cause more than 3 cycles of additional time delay for any fault compared with the operate time for the same fault case but with a large current transformer so that no saturation occurs, for faults at 80 % of the zone reach. Fault current primary time constant (T_p) up to at least 100 ms shall be considered.

Fault 4: Zone 1 overreach fault, security case:

$$E_{\text{alreqZone1O}} = \frac{I_{\text{fZone1O}}}{I_{\text{pr}}} \cdot K_{\text{totZone1O}} \cdot I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}})$$

where

- $E_{\text{alreqZone1O}}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 4;
 I_{fZone1O} is the symmetrical primary fault current through the current transformer for fault 4;
 $K_{\text{totZone1O}}$ is the necessary total over-dimensioning factor for fault 4.

Criteria and additional conditions:

The distance protection shall not operate for faults at 110 % of the zone reach. Fault current primary time constant (T_p) up to at least 100 ms shall be considered.

The current transformer shall have a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} that is larger than the maximum of the E_{alreq} for the four fault positions. The relay manufacturer shall report all required rated equivalent limiting secondary e.m.f. (E_{alreq}) equations including the corresponding total over-dimensioning factors K_{tot} that are necessary to cover all four fault positions. Normally the requirements for fault 3 and fault 4 can be combined to one requirement. It is also possible to combine requirements for close-in faults and zone 1 faults as long as they cover all four fault positions. However, combination of requirements for all fault positions can result in unnecessarily high CT requirements. Each relay manufacturer may decide to what extent he will combine the requirements for different fault positions.

The K_{tot} factor normally depends on the primary time constant and shall be given for the complete intervals of primary time constants specified in this document. The K_{tot} factors may alternatively be given as a graph/function depending on the primary time constant, as different values valid in subintervals or as one value valid for the complete range of the primary time constant. The manufacturer may decide what is suitable for the specific distance relay.

Annex F provides an informative guide describing an example test procedure to determine CT requirements for distance protection provided by the relay manufacturer.

6 Functional tests**6.1 General**

This clause gives a detailed description of the tests to be performed to verify the relay performance specification described in Clause 5. These tests are not intended for protection relay field commissioning or routine tests. These tests are, as explained in Clause 5, a mandatory part of the type-tests for the protection relay. Detailed description of the test conditions and how test results shall be published in the manufacturer's documentation are provided. This will allow the comparison of technical requirements of the user with the protection relay specifications given in the manufacturer's documentation. The test procedures in this clause are given as a sequence of steps in the form of a flowchart. The sequence shown is only as an example and the order of the sequence may vary.

6.2 Rated frequency characteristic accuracy tests**6.2.1 General**

The purpose of these tests is to measure the inherent accuracy of the characteristic shape for all operative zones of the distance function under quasi steady state conditions. These tests

are not intended to prove any performance of the distance protection relay for a real application. The manufacturer shall declare the basic error of the operating characteristics in the R - X plane within the declared effective range of the protection relay. These tests may not be realistic from the power system protection point of view, but they determine the inherent characteristic accuracy of the device. The proposed tests should not be used as criteria for performance evaluation of the relay for a specific protection application.

The proposed test methods are to be preferred. If a particular protection algorithm does not allow the use of the proposed approach, the manufacturer shall propose and describe an alternative test procedure and present the results in the format given in this standard. Tests are performed for all rated frequencies and for all rated currents of the protection relay. A rated voltage of 100 V (phase to phase) shall be selected. If a rated voltage of 100 V is not applicable then a rated voltage which is closest to 100 V shall be selected.

The flowchart shown in Figure 6 describes the test procedure for determining basic characteristic accuracy.

6.2.2 Basic characteristic accuracy under steady state conditions

6.2.2.1 General

Three significant points (A, B, and C) in the secondary effective range are chosen as shown in Figure 7. For each point the distance protection settings (see Annex H) are calculated. For each setting, which will define an impedance characteristic, the characteristic accuracy is checked for 10 test points in the first quadrant. The characteristic error detected with these ten points, will define the accuracy error for the reactive and resistive reaches, called ε_X and ε_R . For MHO characteristic, only one generic accuracy error is defined which is denoted as ε .

From the effective range in the phase-to-earth voltage (U) and current (I) plane as shown in Figure 7, three significant points (A, B and C) are chosen.

- Point A defines testing at constant current ($2 \times I_{\text{rated}}$), with variable (ramping) voltage.
- Point B defines testing at constant current (I_{min}), with variable (ramping) voltage.
- Point C defines testing at constant voltage (U_{min}), with variable (ramping) current.

The reference voltages used for Figures 7 and 8 are phase to earth voltages.

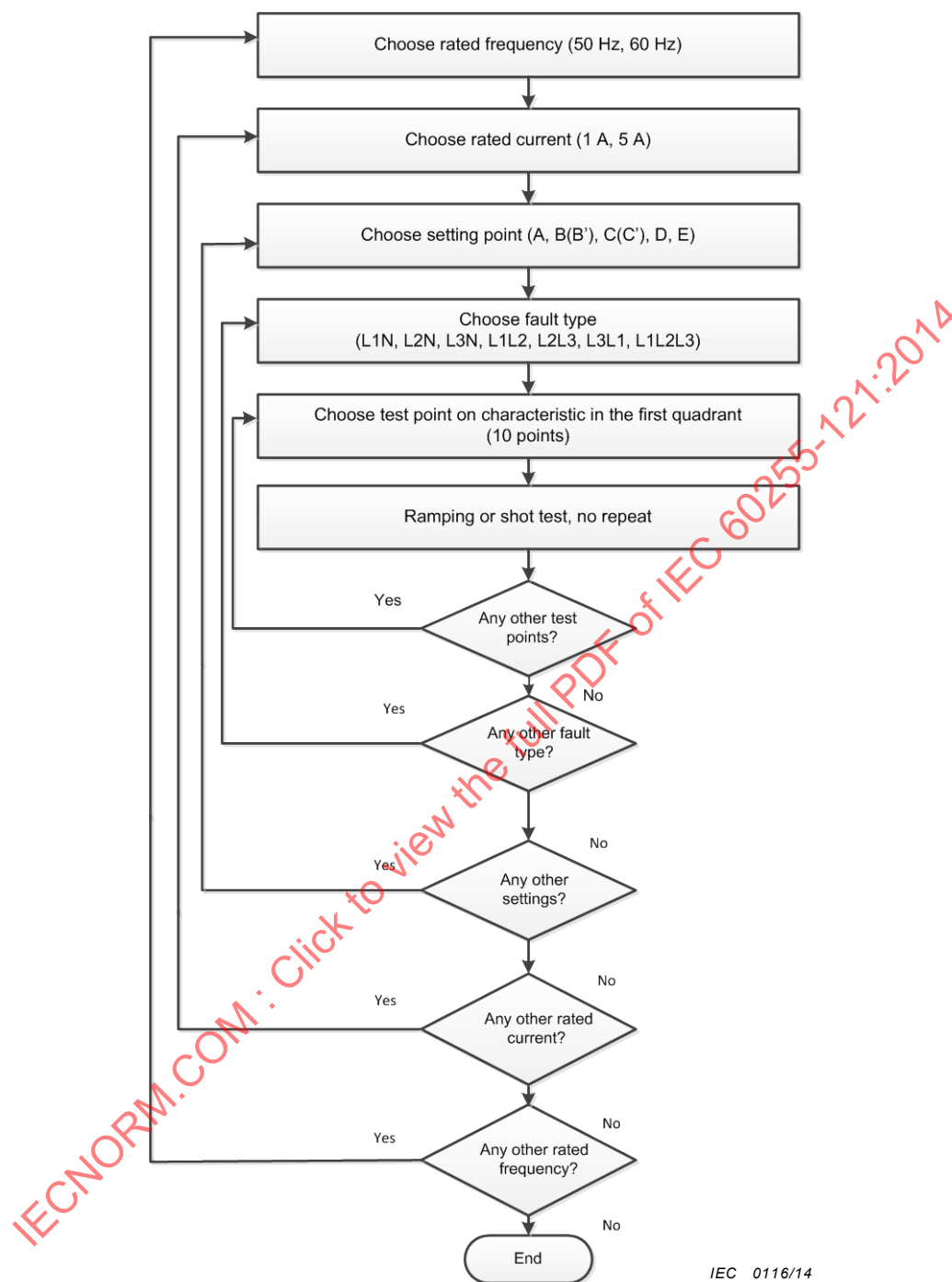


Figure 6 – Test procedure for basic characteristic accuracy

As shown in Figure 7, the setting range of the protection relay may not allow the calculated settings for points B and/or C. In this case points B' and C' will be considered, as shown in Figure 8.

"MAX setting range" and "MIN setting range" in Figures 7, 8, 9, and 10; in cases where the manufacturer guarantees the full accuracy only for a part of the total setting range, the setting limits of this part may be used here. In this case it has however to be indicated clearly by the manufacturer, that setting values outside these limits may lead to reduced accuracy.

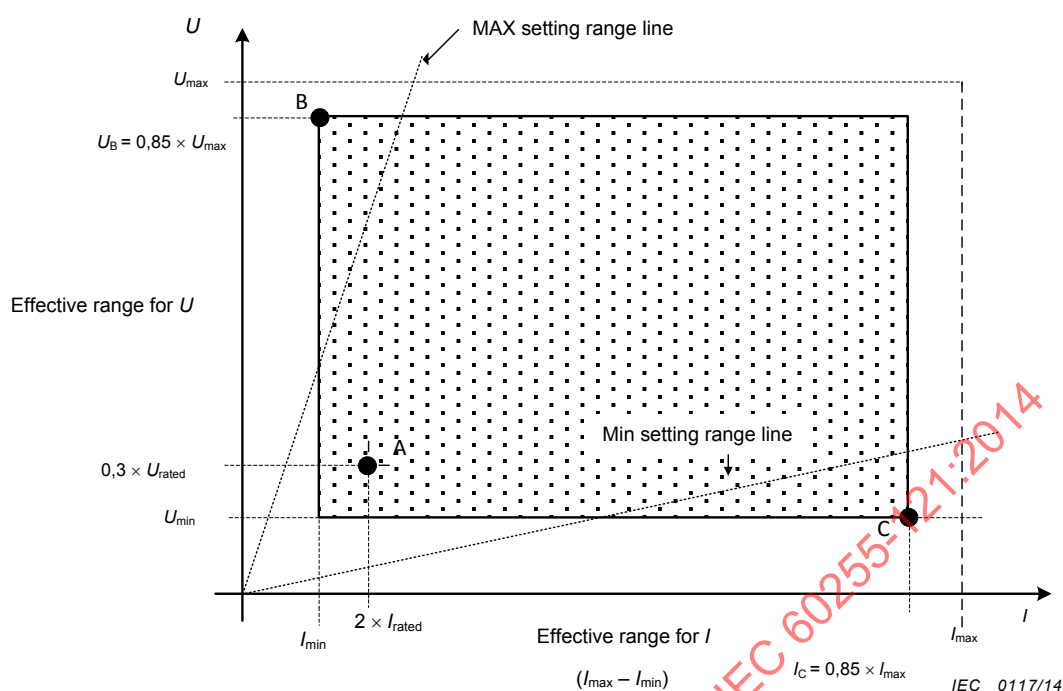


Figure 7 – Calculated test points A, B and C based on the effective range of U and I

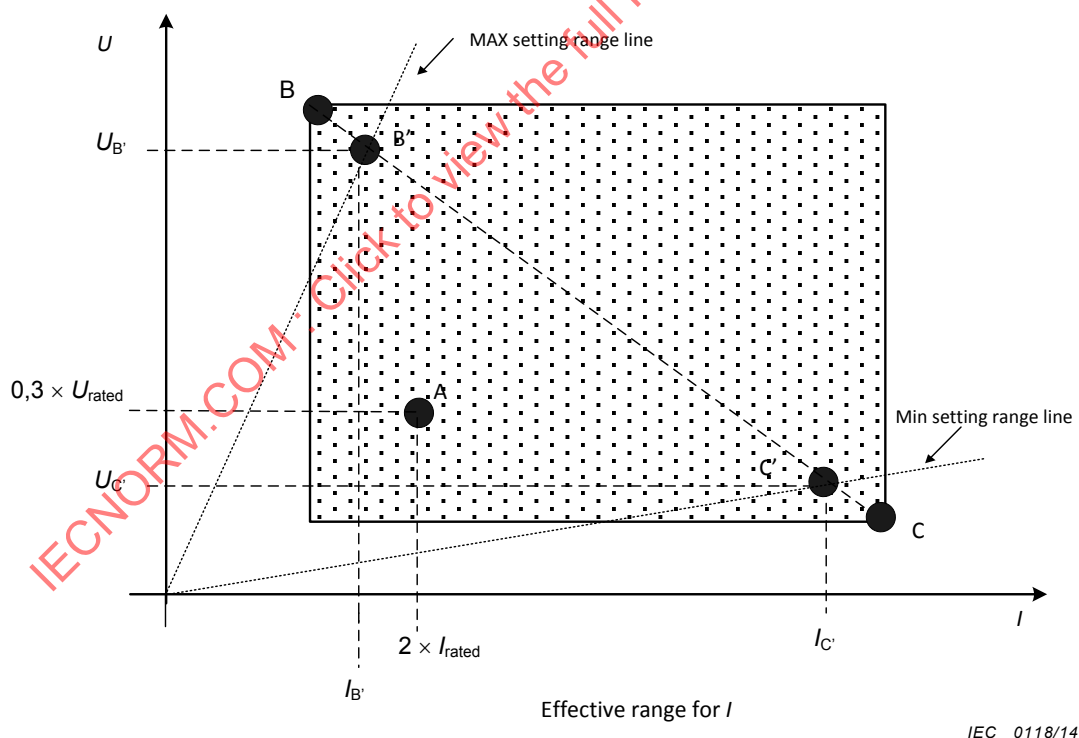
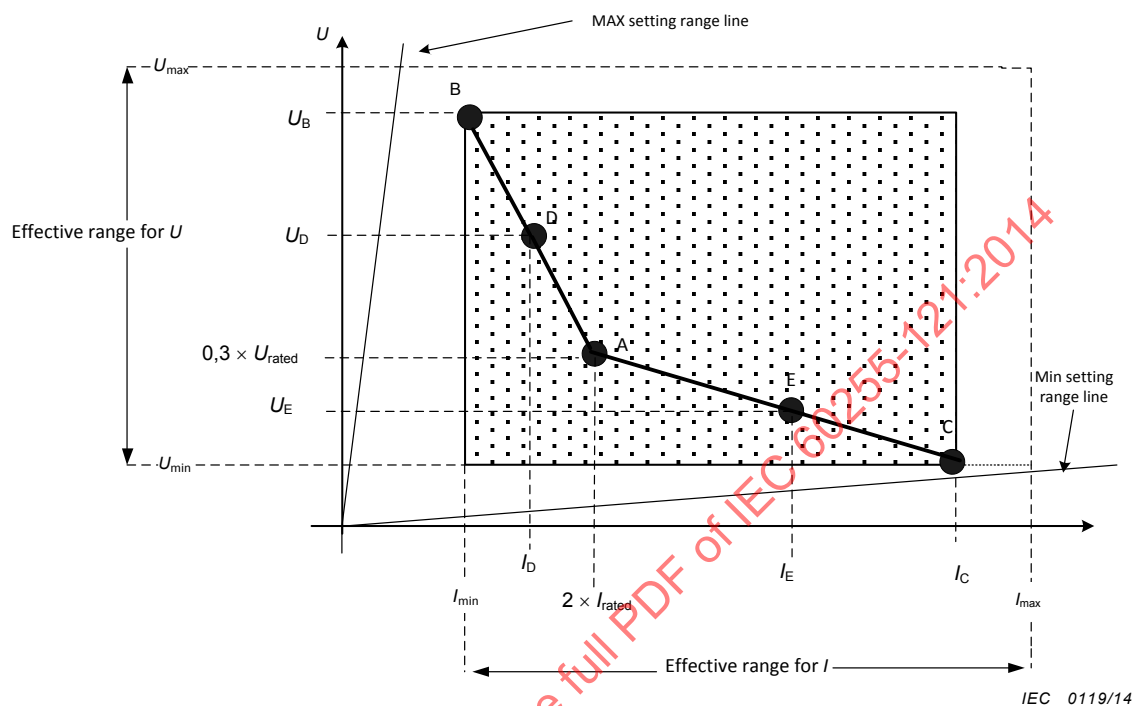


Figure 8 – Modified points B' and C' based on the limited setting range

Additional two test points, D and E, are considered, with the purpose of increasing the number of characteristic tests with different distance protection settings. Point D is located at the midpoint of the segment between A and B. Point E is located at the midpoint of the segment between A and C. If points B' and C' have to be used, points D and E are respectively located in the midpoint of segments AB' and AC'.

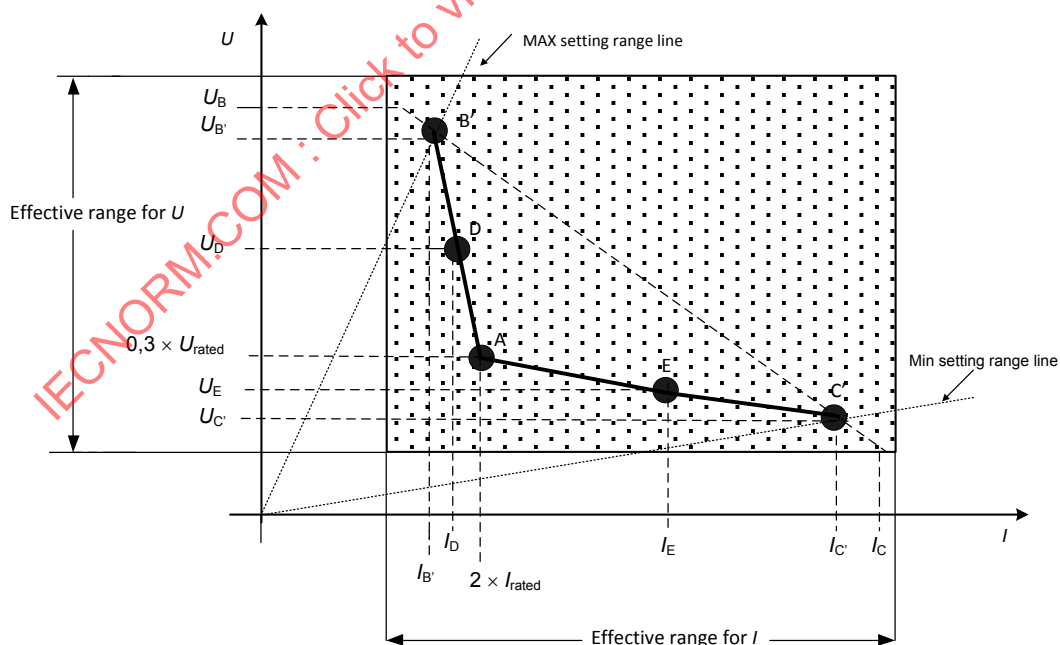
The positions of the two added points in the effective range are shown in Figures 9 and 10.

- Point D defines testing at constant current (I_D), with variable (ramping) voltage.
- Point E defines testing at constant current (I_E), with variable (ramping) voltage.



IEC 0119/14

Figure 9 – Position of test points A, B, C, D and E in the effective range of U and I



IEC 0120/14

Figure 10 – Position of test points A, B', C', D and E in the effective range of U and I

6.2.2.2 Procedure for testing the generic test point P

6.2.2.2.1 General

In this subclause, the test procedure for testing a generic test point P in the effective range with coordinates U_P and I_P is given.

The relay settings that are defined by the point P are calculated according to the Annex H.

6.2.2.2.2 Characteristic tests

The distance protection function characteristic will be tested for all the following fault types:

L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

where L1, L2, L3 designate the three phases and N designates the neutral/earth.

Distance protection zones that have a settable direction shall be set and tested in forward direction. The tests will only be done on the first quadrant.

Distance protection zones that can only be active in the reverse direction shall be tested in reverse direction, and the tests will only be done in the third quadrant.

Non directional zones that cannot be set as forward or reverse direction shall be tested only with forward fault injections (1st quadrant).

6.2.2.2.3 Test procedure for quadrilateral/polygonal characteristic

In this description a distance protection function characteristic area in the first quadrant is considered.

Ten test points will be selected, defined by lines starting from origin at angles $0^\circ, 10^\circ, 20^\circ, \dots, 90^\circ$, as shown in Figure 11.

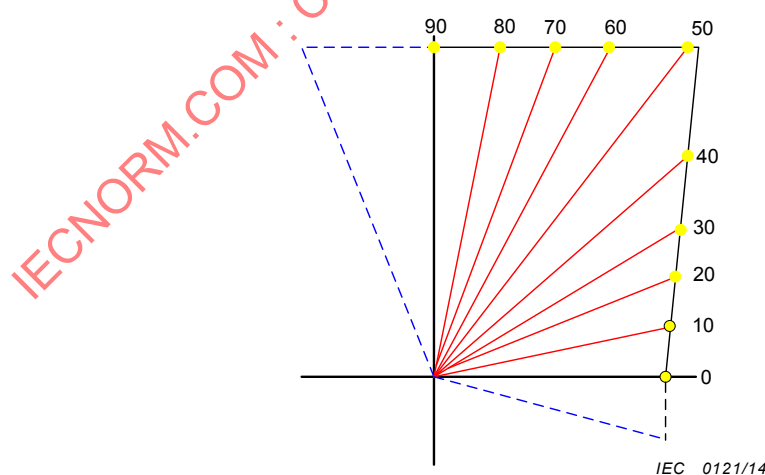


Figure 11 – Quadrilateral characteristic showing ten test points

From each defined test point, a ramp perpendicular to the characteristic will be drawn, as indicated in Figure 12.

If the characteristic has more complex shape additional points may be necessary to verify the accuracy of the characteristic. Depending on the point in the effective range (point A, point B

(or B') and point C (or C')) that has generated the characteristic, a different type of ramps will be requested:

- constant voltage ramp, where the voltage is kept constant and the current is changed as a function of the fault impedance;
- constant current ramp, where the current is kept constant and the voltage is changed as a function of the fault impedance.

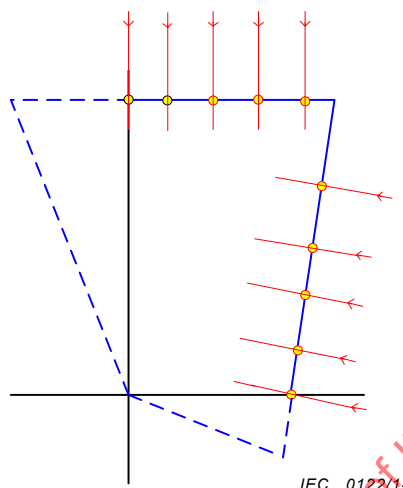


Figure 12 – Quadrilateral characteristic showing test ramps

The pick-up value will be determined at the instant when the distance zone issues the start signal (pick-up signal). The ramp can be a pseudo continuous ramp or a ramp of shots (pulse ramp or any searching algorithm). The ramping methods and the associated voltages and currents to the simulated impedance are described in Annex I. The manufacturer shall declare which ramping method has been used to test the basic accuracy.

Each defined test ramp, will give a measured characteristic operating point. The distances from the measured operating points and the characteristic border are denoted as e_{X1} , e_{X2} , ..., e_{Xn} for reactive border, and e_{R1} , e_{R2} , ..., e_{Rm} for resistive border. The maximum absolute value of e_{Xi} defines the characteristic error, e_X , for the reactive border, and the maximum absolute value of e_{Ri} defines the characteristic error e_R for the resistive border, as shown in Figures 13 and 14. The Figure 13 a) shows a case where positive errors are larger than negative errors. If a negative error will have the largest magnitude then that error will define the accuracy.

Figure 13 a) shows an example where the accuracy limit is defined by errors outside the trip characteristic. Figure 13 b) shows an example where accuracy limits are defined by errors inside the trip characteristic for the reactive border, and outside the trip characteristic for the resistive border. Figure 14 shows the result for a quadrilateral/polygonal characteristic. Note that the points indicated by “set” maybe intended as directly settable or indirectly obtained by the rely zone settings.

Finally, the percentage accuracy is given by the formulae:

$$\varepsilon_X = (e_X / X_{\text{set}}) \times 100$$

$$\varepsilon_R = (e_R / R_{\text{set}}) \times 100$$

where X_{set} and R_{set} are read directly on the plotted graph of the characteristic.

The maximum errors ε_X and ε_R are obtained considering all different fault types (L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1 and L1L2L3) and they will be the accuracy errors associated with the generic test point P.

6.2.2.2.4 Test procedure for MHO characteristic

MHO characteristic expansion due to source impedance variation is not considered in these tests.

In this description a distance protection function characteristic area in the first quadrant is considered.

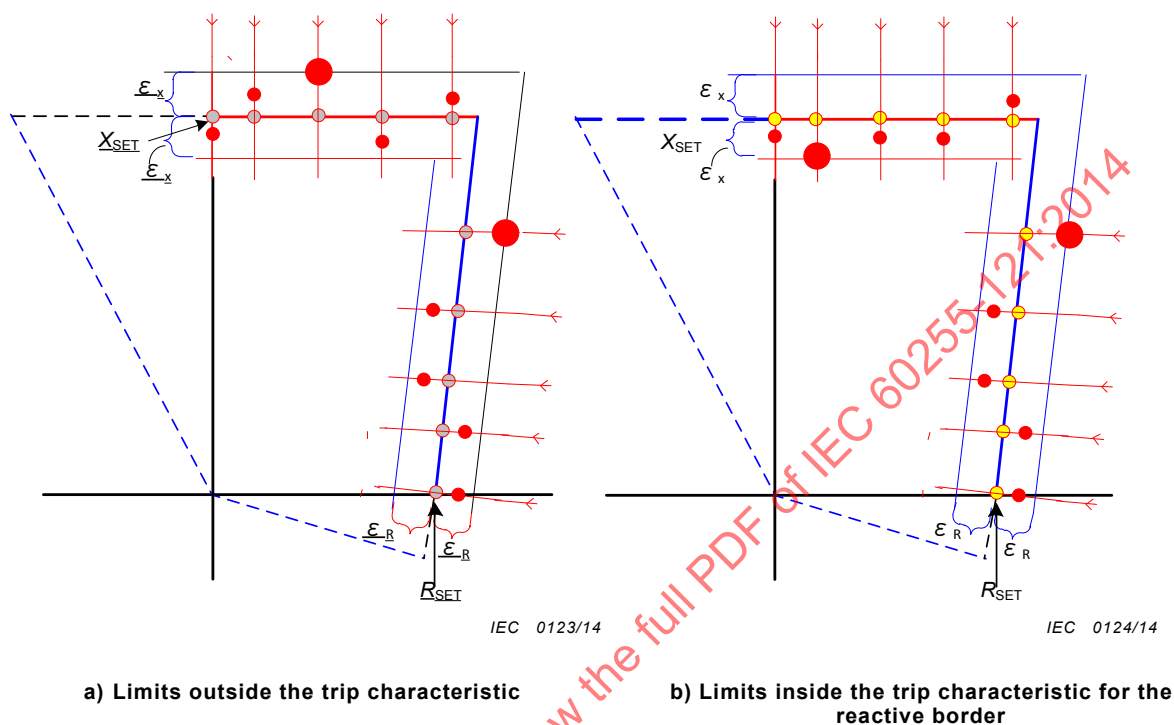


Figure 13 – Quadrilateral characteristic showing accuracy limits

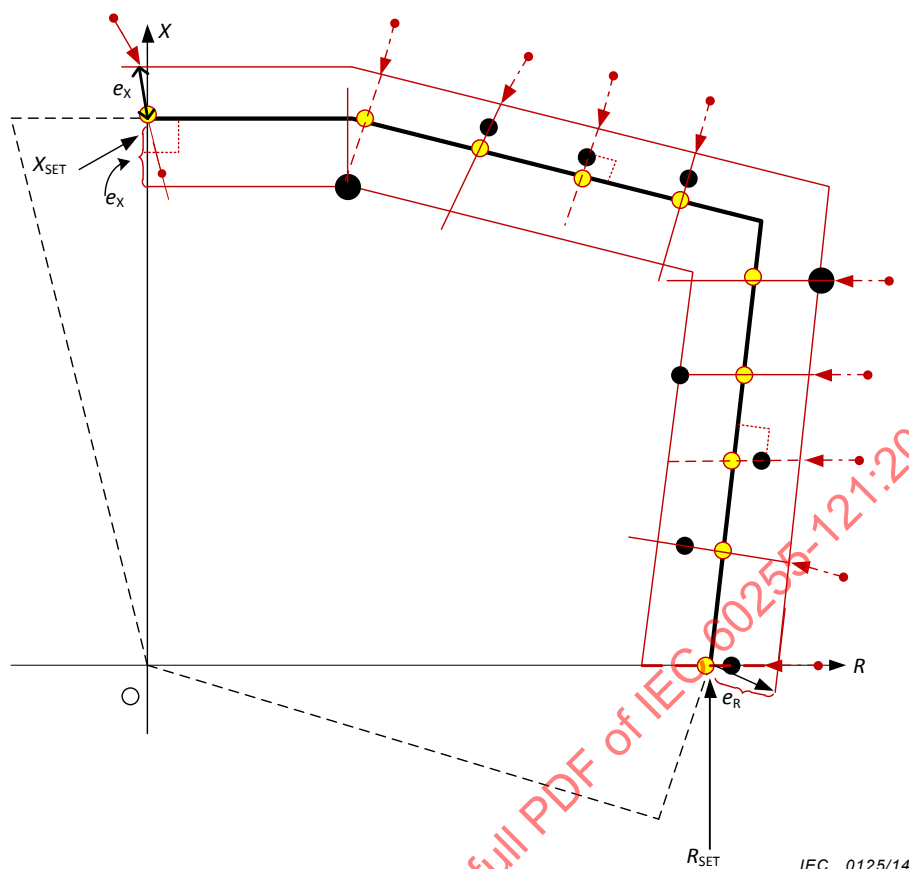


Figure 14 – Quadrilateral/polygonal characteristic showing accuracy limits

Nine test points will be selected, defined by lines starting from origin at angles 10° , 20° , ..., 90° , as shown in Figure 15.

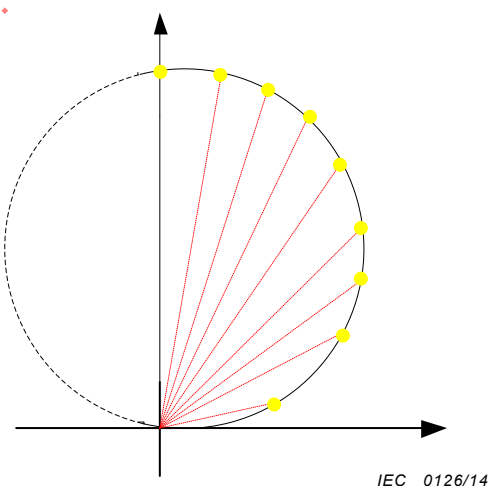


Figure 15 – MHO characteristic showing nine test points

From each defined test point, a ramp perpendicular to the characteristic will be drawn, as indicated in Figure 16.

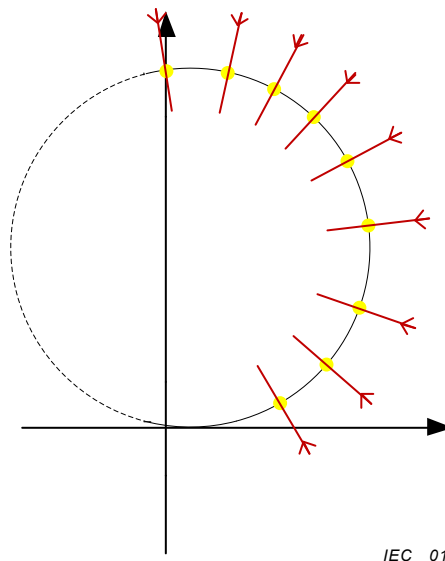


Figure 16 – MHO characteristic showing test ramps

Depending on the point in the effective range (point A, point B (or B') and point C (or C')) that has generated the characteristic, different type of ramps will be requested:

- constant voltage ramp, where the voltage is kept constant and the current is changed as a function of the fault impedance;
- constant current ramp, where the current is kept constant and the voltage is changed as a function of the fault impedance.

The pick-up value will be determined at the instant when the distance zone issues the start signal (pick-up signal). The ramp can be a pseudo continuous ramp or a ramp of shots (pulse ramp or any searching algorithm). The ramping methods and the associated voltages and currents to the simulated impedance are described in Annex I. The manufacturer shall declare which ramping method has been used to test the basic accuracy.

Each defined test ramp, will give a measured characteristic operating point. The distances from the measured operating points and the characteristic border are denoted as $e_1, e_2, \dots, e_n$. The maximum absolute value of e_i defines the characteristic error, e , for the characteristic, as shown in Figure 17.

Figure 17 a) shows an example where the accuracy is determined by one measured point outside the trip characteristic. Figure 17 b) shows a similar example, where the accuracy is determined by a measured point inside the trip characteristic.

Finally, the percentage accuracy is given by the formula:

$$\varepsilon = e / Z_{\text{set}} \times 100$$

where Z_{set} is the Z reach at the line angle of 85° as shown in Figures 17 a) and 17 b).

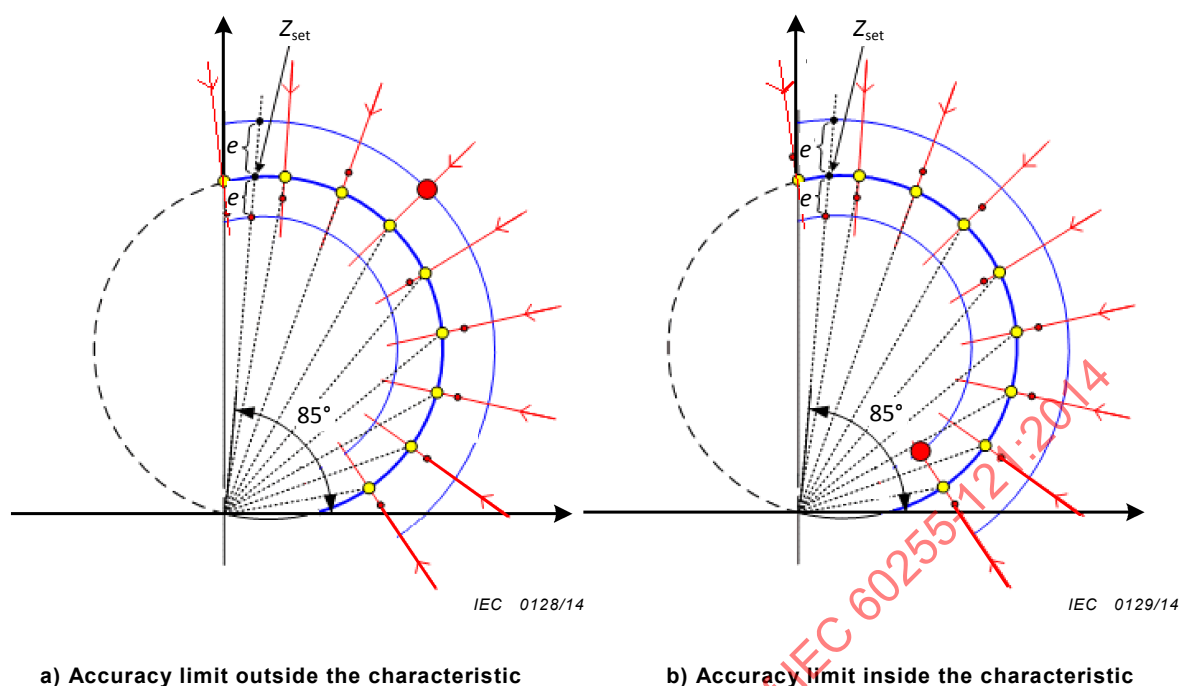


Figure 17 – Accuracy limits for MHO characteristic

The maximum error obtained considering all different fault types will be the accuracy error associated with the generic test point P in the effective range.

6.2.2.3 Test procedure for test point A

Settings calculation

Settings for the distance protection zone are calculated by considering the impedance associated with point A in Figure 9:

$$Z_A = (0,3 \times U_{\text{rated}}) / (2 \times I_{\text{rated}})$$

Protection function settings are calculated using the procedure given for generic test point P, described in Annex H.

Test procedure

The impedance will be injected by keeping the value of the injected current constant at a value of $2 \times I_{\text{rated}}$. The test procedure is as described for the generic point P (Annex I).

Percentage accuracy will be calculated for test point A.

6.2.2.4 Test procedure for test point B (or B')

Settings calculation

Settings for the distance protection zone will be calculated by considering the impedance associated with point B in Figure 9 or point B' in Figure 10.

$Z_B = (U_B) / (I_B)$ or $Z_{B'} = (U_{B'}) / (I_{B'})$ if point B' is chosen because of setting range limitation.

Where U_B is 85 % of the maximum voltage value of the effective range, and $I_{\min}$ is the minimum current value of the effective range of the distance protection.

Protection function settings are calculated using the procedure given for generic test point P (Annex H).

Test procedure

The impedance will be injected by keeping the value of the injected current constant at a value of $I_{\min}$ (or $I_{B'}$). The test procedure is as described for the generic test point P (Annex I).

During ramping if the voltage goes above the effective range of the protection relay then the ramp can be skipped in the test and the next ramp can be considered.

Percentage accuracy will be calculated for test point B (or B').

6.2.2.5 Test procedure for test point C (or C')

Settings calculation

Settings for the distance protection zone are calculated by considering the impedance associated with the test point C in Figure 9 or point C' in Figure 10.

$Z_C = (U_{\min}) / (I_C)$ or $Z_{C'} = (U_{C'}) / (I_{C'})$ if point C' is chosen because of setting range limitation;

where

$U_{\min}$ is the minimum voltage value of the effective range, and

I_C is 85 % of the maximum current value of the effective range of the distance protection.

Protection function settings are calculated using the procedure given for generic test point P (Annex H).

Test procedure

The impedance will be injected by keeping the value of the injected voltage constant at the value of $U_{\min}$ (or $U_{C'}$). The test procedure is as described for the generic point P (Annex I).

It is important to pay attention to the thermal capability of the protection relay, during repeated current injection that is required for ramping tests. It may be necessary to switch off the current after several injection steps and restart the testing after a time delay considering the duty cycle of the injected current to remain below the thermal capability of the relay.

Percentage accuracy will be calculated for test point C (or C').

Because of the practical complexity of this test, it is sufficient to measure the basic accuracy only for the following points:

- pure resistive reach and pure reactive reach points for the quadrilateral/polygonal characteristic, determining ε_R and ε_X ;
- at 85° impedance angle for the MHO characteristic, determining ε .

6.2.2.6 Test procedure for test point D

Settings calculation

Settings for the distance protection zone are calculated by considering the impedance associated with point D in Figure 9.

$$Z_D = (U_D) / (I_D)$$

where U_D and I_D are the coordinates of point D in the effective range of the distance protection.

Protection function settings are calculated using the procedure given for generic test point P (Annex H).

Test procedure

The impedance will be injected by keeping the value of the injected current constant at a value of I_D . The test procedure is as described for the generic test point P (Annex I).

Percentage accuracy will be calculated for the test point D.

6.2.2.7 Test procedure for test point E

Settings calculation

Settings for the distance protection zone will be calculated by considering the impedance associated with point E in Figure 9:

$$Z_E = (U_E) / (I_E)$$

where U_E and I_E are the coordinates of point E in the effective range of the distance protection.

Protection function settings are calculated using the procedure given for generic test point P (Annex H).

Test procedure

The impedance will be injected by keeping the value of the injected current constant at a value of I_E . The test procedure is as described for the generic point P (Annex I).

It is important to pay attention to the thermal capability of the protection relay, during repeated current injections that is required for ramping tests. It may be necessary to switch off the current after several injection steps and restart the testing after a time delay considering the duty cycle of the injected current to remain below the thermal capability of the relay.

Percentage accuracy will be calculated for test point E.

Because of the practical complexity of this test, it is sufficient to measure the basic accuracy only for the following points:

- pure resistive reach and reactive reach points for the quadrilateral/polygonal characteristic, determining ε_R and ε_X ;
- at 85° impedance angle, for the MHO characteristic, determining ε .

6.2.2.8 Reporting of the basic characteristic accuracy

The basic characteristic accuracy values shown in this subclause are only examples and the format of the report is presented here.

For quadrilateral/polygonal characteristic, the format of the test report shall be as shown in Tables 3 and 4.

Table 3 – Basic characteristic accuracy for various points (quadrilateral/polygonal)

Points in the effective range	ε_X	ε_R
Point A	1,9 %	2,1%
Point B	2,4 %	2,6%
Point C	2,3 %	2,4 %
Point D	2,0 %	2,2 %
Point E	2,1 %	2,3 %

From Table 3, the characteristic accuracy shall be published as shown in Table 4.

Table 4 – Overall basic characteristic accuracy (quadrilateral/polygonal)

Basic characteristic accuracy ε_X	$\pm 2,4 \%$ Corresponds to 2,5 % band
Basic characteristic accuracy ε_R	$\pm 2,6 \%$ Corresponds to 5 % band

The reported error in Table 4 is the largest measured error from Table 3.

For MHO characteristic the reported data is only one value and the format of the test report shall be as shown in Table 5.

Table 5 – Basic characteristics accuracy for various points (MHO)

Points in the effective range	ε
Point A	1,9 %
Point B	2,7 %
Point C	2,4 %
Point D	2,0 %
Point E	2,3 %

The basic characteristic accuracy shall be published as shown in Table 6.

Table 6 – Overall basic characteristic accuracy (MHO)

Basic characteristic accuracy ε	$\pm 2,7 \%$ Corresponds to 5 % band
---	---

The reported error in Table 6 is the largest measured error from Table 5.

Tests are performed at the rated voltage (example 100 V), all rated frequencies and all rated currents of the protection relay.

Together with the given tables the manufacturer shall specify the ramping method used for the tests (pseudo-continuous ramp or ramp of shots, as described in Annex I).

6.2.3 Basic directional accuracy under steady state conditions

6.2.3.1 General

Purpose of these tests is to define the angular accuracy of the directional lines for the distance protection device. This test is applicable for any distance protection function with directional supervision.

With reference to basic characteristic accuracy test points in the effective range, only test point A is considered for these tests. Tests are performed at a rated voltage (example 100 V), all rated frequencies and all rated currents of the protection relay. Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 18.

6.2.3.2 Test point A

Protection function settings

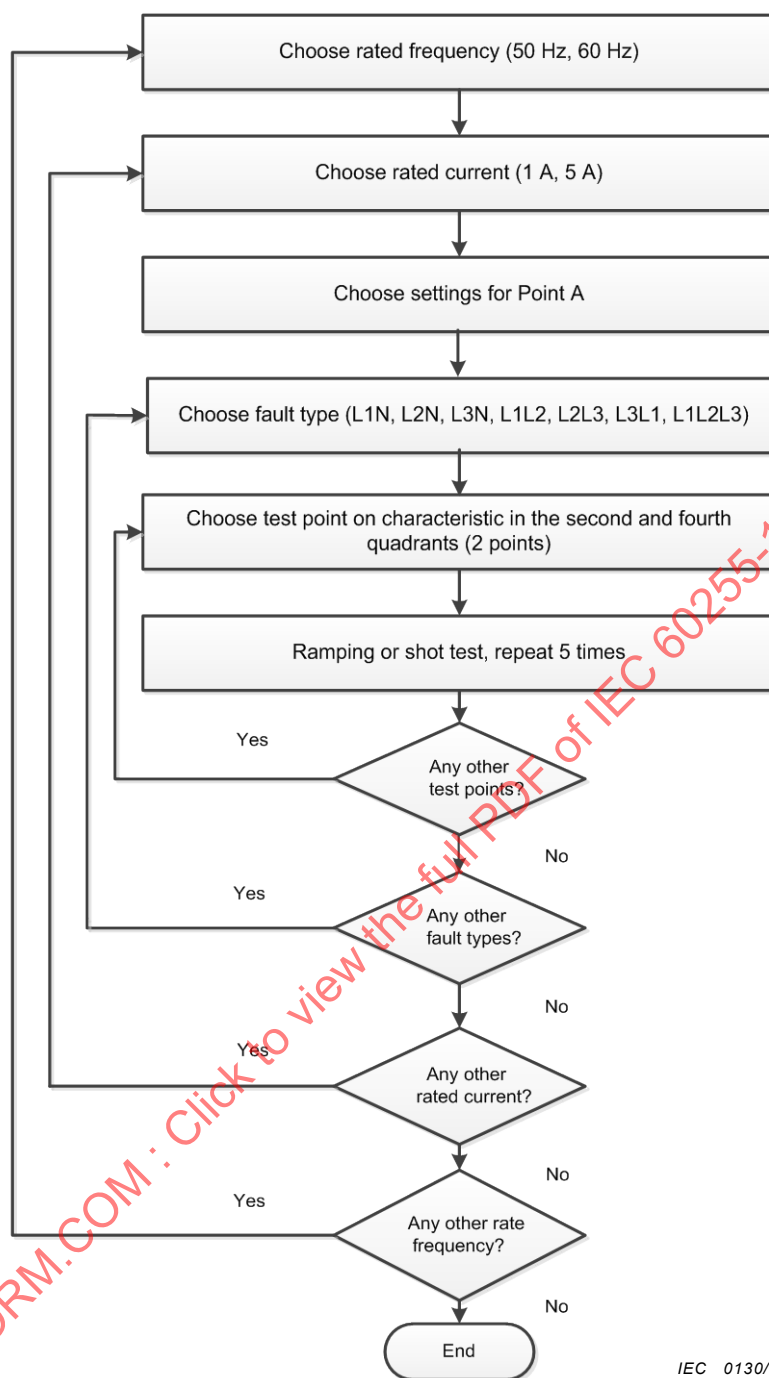
Protection function settings are the same that have been used for the test point A for basic accuracy tests. Additionally, directional line settings are the settings suggested by the relay manufacturer for the most typical application.

Directional characteristic tests

The characteristic of the directional lines will be tested for all of the following fault types:

L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

Injected quantities representing the above faults are the same as defined for the basic characteristic accuracy tests.



IEC 0130/14

Figure 18 – Basic directional element accuracy tests

Directional element accuracy tests in the second quadrant

The characteristic line in the second quadrant is tested as shown in Figure 18. The impedance trajectory for this test is circular with the origin of the circle in the R/jX characteristic origin.

The impedance will be injected by keeping the value of the injected current constant at a value of $2 \times I_{\text{rated}}$. The voltage magnitude is selected such that the reactance is 80 % of the setting (X_{set}) along the positive jX axis as shown in Figure 19.

The injected impedance is kept constant in magnitude, and its angle is varied. The angle is varied by steps that are smaller than 10 % of the declared angle accuracy. The ramp can be a pseudo continuous ramp, a ramp of shots (pulse ramp), or a more advanced search algorithm

with shots like a binary search. The start of the impedance ramp is selected as shown in Figure 19. For the test methods ramp of shots (pulse ramp), or a more advanced search algorithm with shots like a binary search, the initial conditions and the reset conditions (between the shots) are rated voltage and zero current.

Each injection will last for a time period longer than 5 times the typical operate time of the protection function (if the typical operate time is 20 ms, then each injection step will be at least 100 ms long).

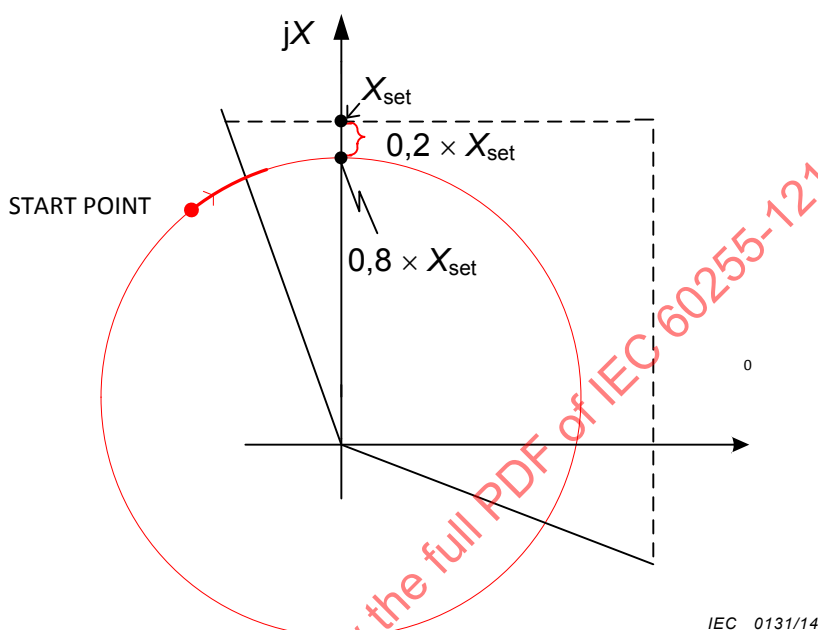


Figure 19 – Directional element accuracy tests in the second quadrant

The injection will stop when the tested distance protection zone issues the start signal. The angle of the injected impedance at the instant of the start signal is reported and the difference between the theoretical angle and the measured angle is the measured error in degrees.

Test results (e_{dir2}) are reported for each fault type as indicated in Figure 20.

The largest absolute error e_{dir2} obtained for all different fault types (L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3) shall be documented and the maximum value from these tests shall be declared as the basic directional accuracy.

Directional element accuracy tests for the fourth quadrant

The characteristic line in the fourth quadrant is tested as shown in Figure 21. The impedance trajectory for this test is circular with the origin of the circle in the R/jX characteristic origin.

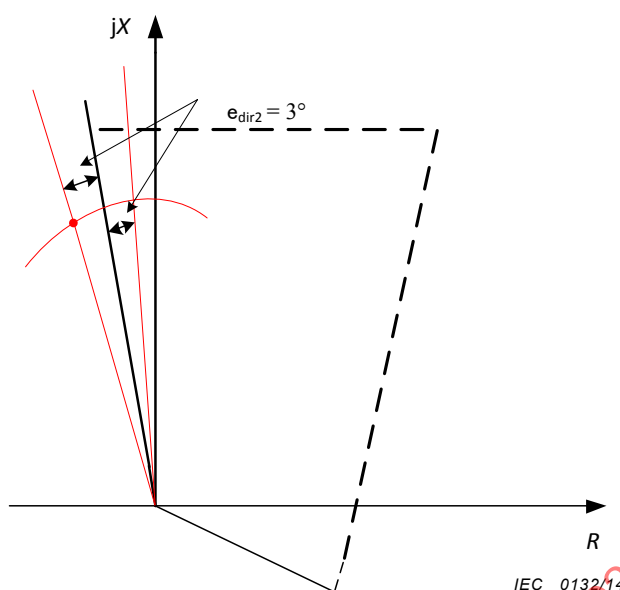


Figure 20 – Directional element accuracy tests in the second quadrant

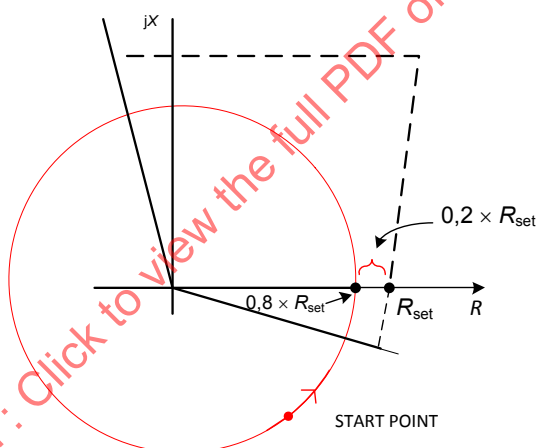


Figure 21 – Directional element accuracy tests in the fourth quadrant

The impedance will be injected by keeping the value of the injected current constant at a value of $2 \times I_{rated}$. The voltage magnitude is selected such that the resistance is 80 % of the setting along the positive R -axis.

The injected impedance is kept constant in magnitude, and its angle is varied. The angle is varied by steps that are smaller than 10 % of the declared angle accuracy. The ramp can be a pseudo continuous ramp, a ramp of shots (pulse ramp), or a more advanced search algorithm with shots like a binary search. The start of the impedance ramp is selected as shown in Figure 21. For the test methods ramp of shots (pulse ramp), or a more advanced search algorithm with shots like a binary search, the initial condition and the reset condition (between the shots) is rated voltage and zero current.

Each injection will last for a time period longer than 5 times the typical operate time of the protection function (if the typical operate time is 20 ms, then each step of injection will be at least 100 ms long).

The injection will stop when the tested distance protection zone issues the start signal. The angle of the injected impedance at the instant of start signal is reported and the difference between the theoretical angle and the measured angle is the measured error in degrees.

Test results for directional accuracy test in the fourth quadrant (e_{dir4}) are published for each fault type as indicated in Figure 22.

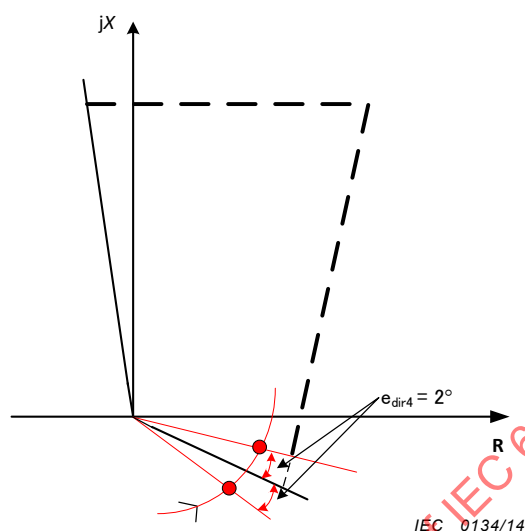


Figure 22 – Directional test accuracy lines in the fourth quadrant

The largest absolute error e_{dir4} obtained from all different fault types (L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1 and L1L2L3) shall be documented and the maximum value from these tests shall be declared as the basic directional accuracy.

6.2.3.3 Reporting of the basic directional accuracy

The basic directional accuracy shall be published as a result of the tests described in the previous subclause.

The Table 7 shows the error for each fault type.

Table 7 – Basic directional accuracy for various fault types

Test type	e_{dir2}	e_{dir4}
L1N	2°	1,5°
L2N	1,8°	1,4°
L3N	1,9°	1,5°
L1L2	0,7°	1,2°
L2L3	0,9°	1,1°
L3L1	0,8°	1,0°

Basic directional accuracy shall be published as indicated in Table 8.

Table 8 – Basic directional accuracy $e_{\alpha X}$

Basic directional accuracy e_{dir2}	$\pm 2,0^\circ$
Basic directional accuracy e_{dir4}	$\pm 1,5^\circ$

The reported error in Table 8 is the largest measured error from Table 7.

6.2.4 Determination of accuracy related to time delay setting

In order to determine the time delay accuracy of a distance element, currents and voltages shall be applied to the relay with no DC component and the start and operate output contacts of the element monitored.

Tests shall be conducted for LN, LL, and LLL fault types. At least 2 settings (50 % and 100 % of the time delay setting range) shall be tested.

With reference to basic characteristic accuracy test points in the effective range, only test point A (Figure 7) is considered for these tests.

Protection function settings are derived from the test point A of 6.2.2.

Each test point shall be repeated at least 5 times to ensure the repeatability of results, with the maximum and average value of the 5 attempts being used for the analysis.

The difference between the times recorded for the start output and operate output signals shall be used to determine the time delay.

The initial (pre-fault) test condition shall be with nominal voltage and zero current.

The fault condition shall be simulated based on a fault at 50 % of the impedance setting with no fault resistance.

6.2.5 Determination and reporting of the disengaging time

6.2.5.1 Test procedure

The disengaging time is tested for the three-phase distance protection characteristic that corresponds to the settings associated with test point A ($I = 2 \times I_{\text{rated}}$ and $U = 0,3 \times U_{\text{rated}}$) in the effective range of U (phase-earth) and I .

The minimum operating current of the tested distance protection zone shall be published, and if that value is settable in the relay it shall be set to 15 % of the relay rated current.

The distance protection settings for the zone are calculated according to the procedure explained in Annex H.

A three-phase fault is injected in the relay, and the trip signal from the distance protection is monitored.

The three-phase fault has an impedance angle of 85° and is positioned at 50 % of the zone positive sequence reach setting, as indicated in Figure 23.

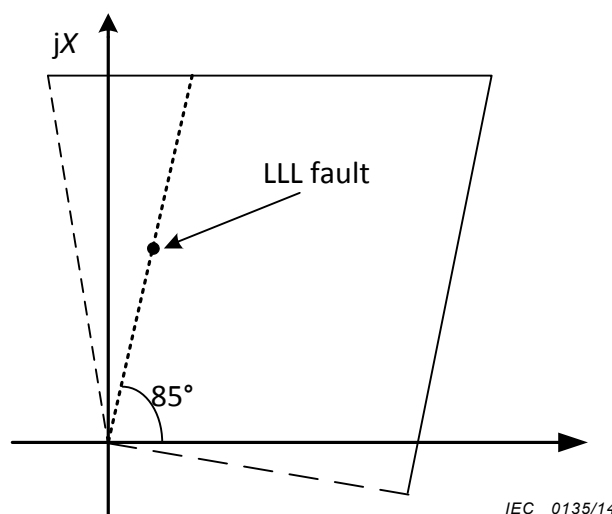


Figure 23 – Position of the three-phase fault for testing the disengaging time

The fault is described by the following quantities where U_{rated} is the relay rated voltage (phase – earth) and I_{rated} is the relay rated current, according to the definition of the test point A:

$$U_{L1} = 0,15 \times U_{\text{rated}} \text{ at } 0^\circ$$

$$U_{L2} = 0,15 \times U_{\text{rated}} \text{ at } -120^\circ$$

$$U_{L3} = 0,15 \times U_{\text{rated}} \text{ at } 120^\circ$$

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{rated}} \text{ at } -85^\circ$$

$$I_{L2} = 4 \times I_{\text{rated}} \text{ at } 155^\circ$$

$$I_{L3} = 4 \times I_{\text{rated}} \text{ at } 35^\circ$$

The fault quantities are removed with the following procedure.

Fault currents are removed at their zero crossing.

Each fault voltage is removed when the corresponding fault current is removed.

When the last fault quantity is removed, the measuring timer is started. The timer stops when the trip signal resets (for single phase trip relays, when all the single phase trip signals have reset).

The measured time is the disengaging time. Figure 24 shows the sequence of events for this test.

The test shall be repeated at least 5 times to ensure the repeatability of results, with the maximum and average value of the 5 attempts being used for the analysis and reporting.

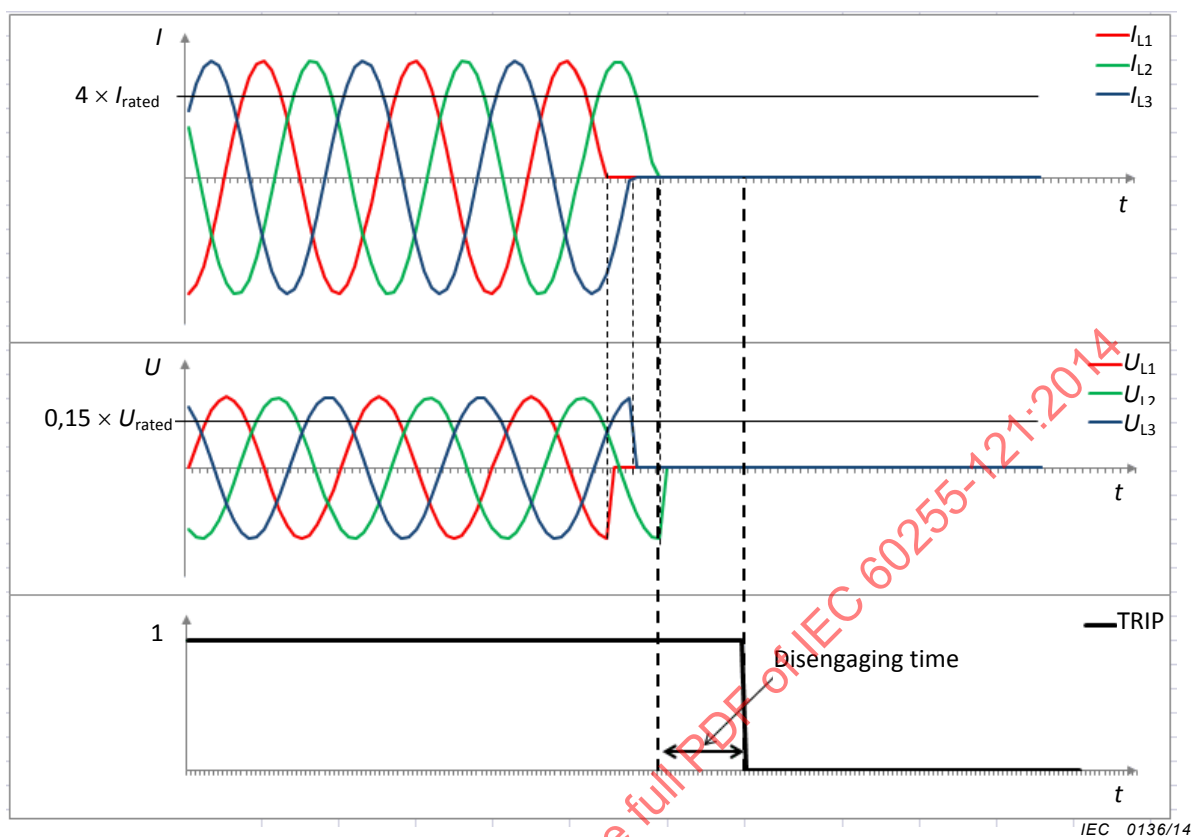


Figure 24 – Sequence of events for testing the disengaging time

6.2.5.2 Reporting of the disengaging time

The disengaging time shall be published as a result of the tests described in the previous subclause.

The Table 9 shows the results for each test.

Table 9 – Results of disengaging time for all the tests

Test number	Disengaging time
1	22 ms
2	23 ms
3	21 ms
4	23 ms
5	23 ms

6.3 Dynamic performance

6.3.1 General

Tests to measure the dynamic performance of the distance protection function, instantaneous zone 1, are described below:

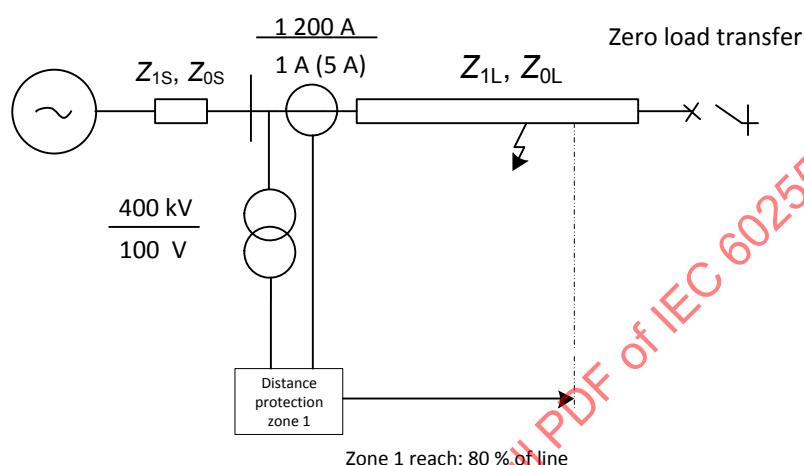
- operate time and transient overreach (SIR diagrams without CVT),
- operate time and transient overreach (CVT-SIR diagrams with CVT),
- typical operate time (without CVT).

The main purpose of these tests is to give a standard procedure to evaluate and compare protection function performance claims from different manufacturers. These tests do not represent all possible system conditions. Other application specific tests may be required to evaluate the distance protection function performance.

6.3.2 Dynamic performance: operate time and transient overreach (SIR diagrams)

6.3.2.1 General

In order to evaluate the dynamic performance, a power system network as shown in Figure 25 is used.



IEC 0137/14

Figure 25 – Power system network with zero load transfer

The simulated network is a radial feeder network, with local circuit breaker closed and remote circuit breaker opened (zero load transfer). A network simulator is used to simulate the voltages and currents including the decaying DC component. Voltage and current transformers are considered as ideal. Line capacitances are not considered in the network simulator. Several fault inception angles will be used at each fault location. The definition of fault inception angle can be found in Annex J.

The following system data is used for the simulation:

System voltage = 400 kV

System frequency = 50 Hz and 60 Hz (the impedance data provided here is applicable for both 50 Hz and 60 Hz)

VT: 400 kV/100 V

CT: 1 200 A/1 A and 1 200 A/5 A

All impedance data is specified in primary ohms.

Line data in Ω/km

$$Z_{1L} = Z_{2L} = (0,031\ 84 + j0,363\ 6)\ \Omega/\text{km}$$

$$Z_{0L} = (0,127\ 40 + j1,455\ 2)\ \Omega/\text{km}$$

Long line data (length = 100 km)

$$Z_{1L} = Z_{2L} = R_{1L} + jX_{1L} = (3,184 + j36,36) \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (12,740 + j145,52) \Omega$$

Short line data (length = 20 km)

$$Z_{1L} = Z_{2L} = R_{1L} + jX_{1L} = (0,6368 + j7,272) \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (2,548 + j29,104) \Omega$$

where Z_1 , Z_2 and Z_0 are positive, negative and zero sequence impedances respectively.

Source impedance ratio (SIR)

The source impedance ratio (SIR) of the system is the ratio between the source impedance and the impedance setting of the distance protection function. Depending on the fault type, the source impedance ratio is defined as follows.

$$\text{Three-phase fault (LLL):} \quad SIR = |Z_{1S}| / |Z_{1reach}|$$

$$\text{Two-phase fault (LL):} \quad SIR = |Z_{1S}| / |Z_{1reach}|$$

$$\text{Single-phase fault (LN):} \quad SIR = |(2 \times Z_{1S} + Z_{0S})| / |(2 \times Z_{1reach} + Z_{0reach})|$$

Where Z_{1reach} is 80 % of the positive sequence impedance of the line and Z_{0reach} is 80 % of the zero sequence impedance of the line.

It is assumed that the negative sequence impedance of the source (Z_{2S}) is equal to the positive sequence impedance of the source (Z_{1S}).

The earth return coefficient (K_N) for the source impedance and line impedance (settings) are both equal to 1.

Distance protection function settings

The instantaneous distance protection zone 1 shall be set to 80 % of the line (radial feeder settings, no consideration of importing/exporting load, remote infeed etc).

Fault resistance, if settable, will be set to cover a resistance of 15 primary ohms at 0 % of the line for LN faults and 10 primary ohms, at 0 % of the line, for LL faults (resistance between two phases).

All other settings needed for distance protection to perform correctly (phase selector, starting zone, load encroachment, directional lines etc), if available, will be set to the most common values suggested by the manufacturer for the situation.

All relevant distance protection function settings shall be declared and no settings shall be changed during testing.

The following two SIR diagram settings are defined:

- short line SIR diagram settings,
- long line SIR diagram settings.

6.3.2.2 Short line SIR diagrams

Number of SIRs considered

For the short line SIR diagrams, the following different SIRs will be used:

5, 10, 30, 50

This gives the source impedances as shown in Table 10 as a function of SIR.

Table 10 – Short line SIR and source impedance for selected rated current and frequency

SIR	Source impedances, primary ohms				Reach impedances (settings, 80 % of line), primary ohms			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
5	2,55	29,09	10,19	116,42	0,51	5,82	2,04	23,28
10	5,09	58,18	20,38	232,83	0,51	5,82	2,04	23,28
30	15,27	174,54	61,14	698,49	0,51	5,82	2,04	23,28
50	25,47	290,88	101,92	1164,16	0,51	5,82	2,04	23,28

Fault position, as a percentage of the impedance reach setting

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (if the relay does not overreach at 105 % then no need to test at 110 %).

Fault types

L1N, L2L3, L1L2L3, L2L3N

Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum allowed fault resistance value shall be used).

Fault inception angles

At each fault position, the following fault inception angles shall be used:

0°, 30°, 60°, 90°

Repetition

Each fault injection shall be repeated 4 times. Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 26.

Settings

Short line SIR diagram settings shall be used. Total of 1 792 tests will be carried out in order to publish the SIR diagrams for the short line, at the selected rated frequency and current (example 50 Hz, 1 A).

Other rated current and frequency

For the other rated current and frequency, the criteria for testing will be reduced to the SIR given in Table 11.

Table 11 – Short line SIR and source impedances for other rated current and frequency

SIR	Source impedances, primary ohms				Reach impedances (settings, 80 % of line), primary ohms			
	R_{1S}	X_{1S}	R_{0S}	X_{0S}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
10	5,09	58,18	20,38	232,83	0,51	5,82	2,04	23,28

Fault position, as a percentage of the impedance reach setting

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (if the relay does not overreach at 105 % then no need to test at 110 %)

Fault types: L1N and L2L3

Fault inception angles: 0°, 90°

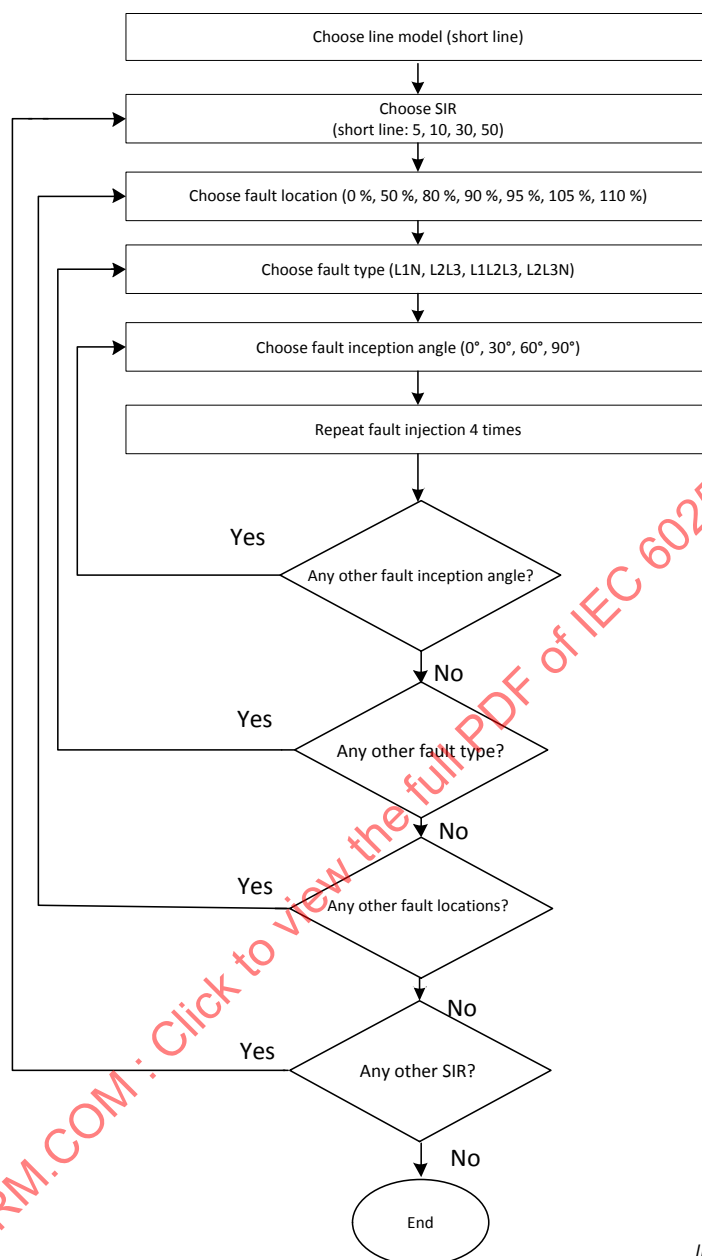
Repetition

Each fault injection shall be repeated 4 times.

The number of tests for the other rated current and frequency (example: 60 Hz, 5 A) is 112.

Additional injections to remove or modify the magnetic remanence in protection relay CTs are not allowed.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



IEC 0138/14

Figure 26 – Dynamic performance: operate time and dynamic overreach (SIR diagram)

6.3.2.3 Reporting of short line SIR diagrams

Short line SIR diagrams shall be published for one rated frequency, for one rated current and for each fault type. Totally 12 short line SIR diagrams per frequency (min, max, and average for 4 fault types) shall be published. Short line SIR diagrams shall be published for a given rated frequency and rated current.

Minimum, maximum and average operate times shall be published. Average operate time is the average of the reported operate time for each fault position on 16 shots (4 fault inception angles repeated 4 times). If the relay zone 1 does not trip within 200 ms from the fault injection, the trip time for that particular fault injection is recorded as 200 ms.

An example of these SIR diagrams is shown in Figures 27, 28 and 29.

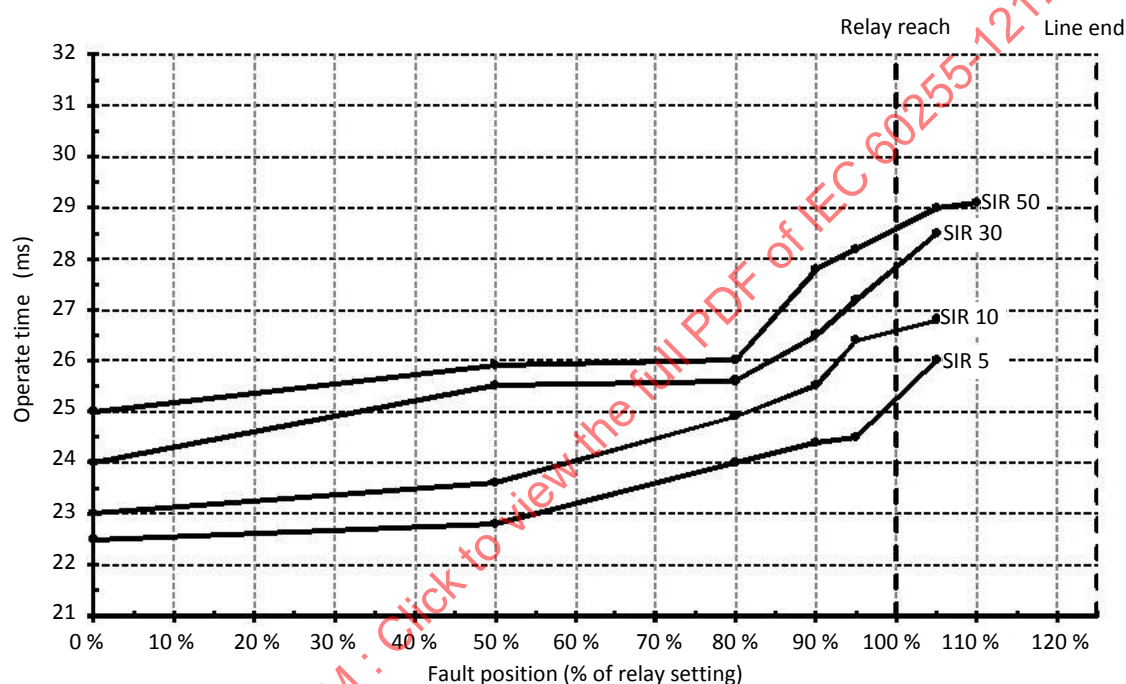
It is also acceptable to offer separate diagrams for the different SIRs and to combine min, max, and average in one diagram.

Settings

The manufacturer shall declare the settings used during the performance of the tests.

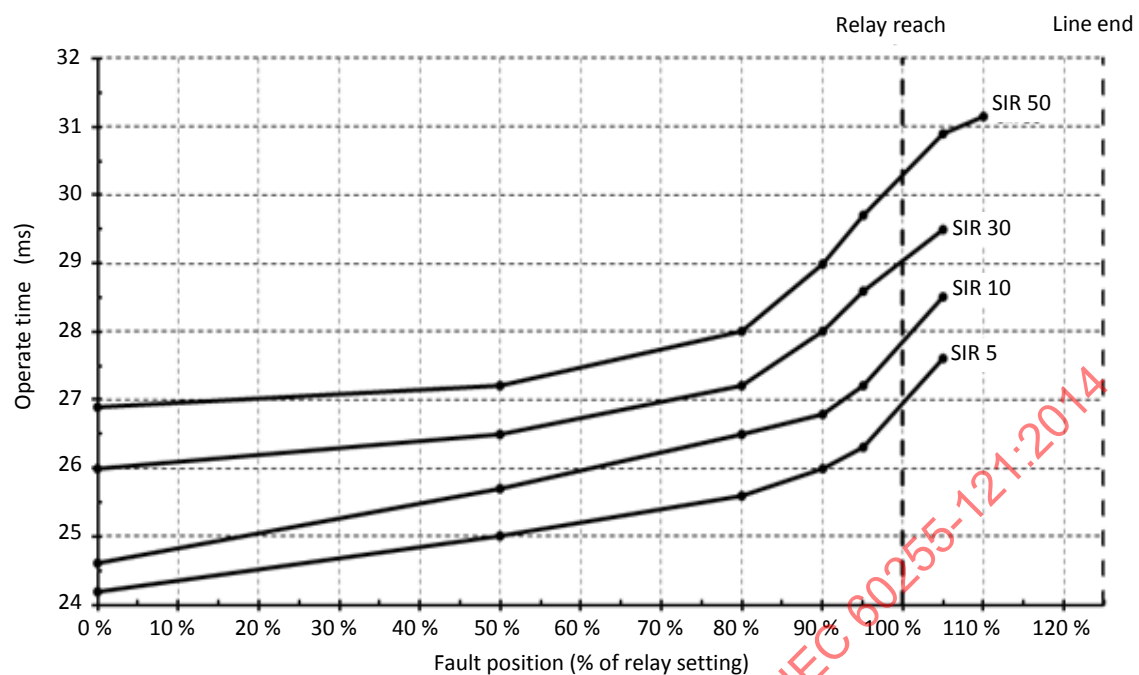
Operate media (trip media)

The manufacturer has to declare with which output the operate time has been measured (trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE message of the IEC 61850 series). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the SIR diagrams are affected.



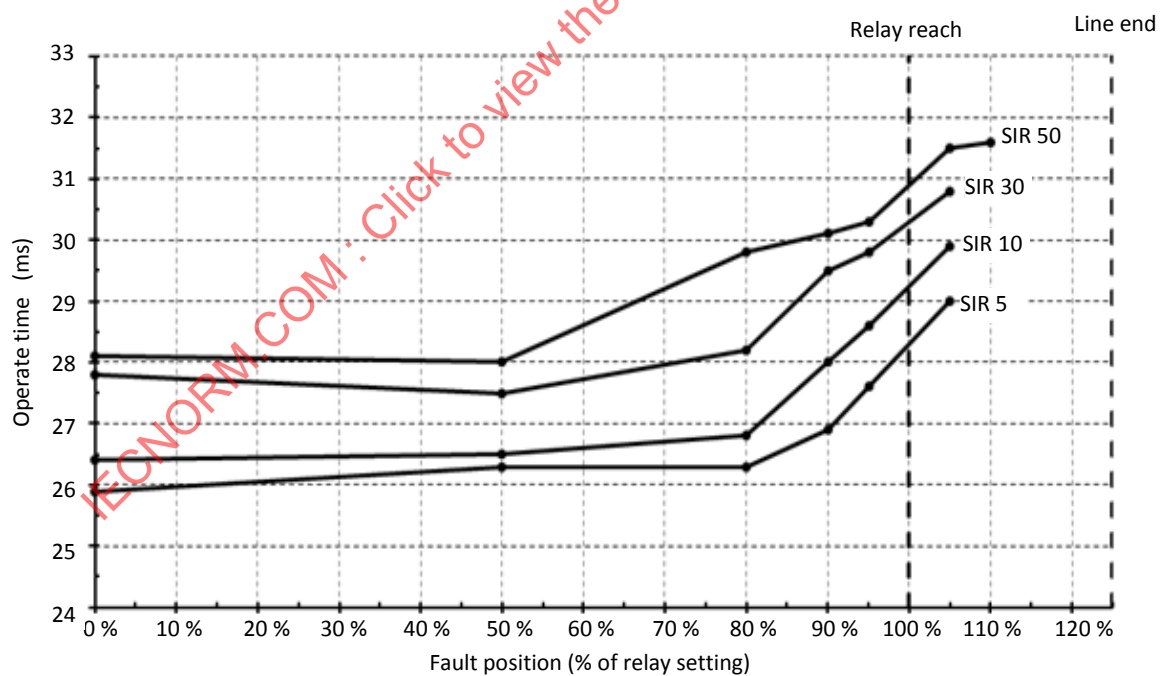
IEC 0139/14

Figure 27 – SIR diagram for short line: minimum operate time



IEC 0140/14

Figure 28 – SIR diagram for short line: average operate time



IEC 0141/14

Figure 29 – SIR diagram for short line: maximum operate time

6.3.2.4 Long line SIR diagrams

Number of SIRs considered

For the long line SIR diagrams, the following different SIRs shall be used:

0,2; 0,5; 5; 10;

This gives the source impedances as shown in Table 12 as a function of SIR.

Fault position as a percentage of the impedance reach setting

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 %.

Fault types

L2N, L3L1, L1L2L3, L3L1N

Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum allowed fault resistance value shall be used).

Fault inception angles

At each fault position, the following fault inception angles shall be used:

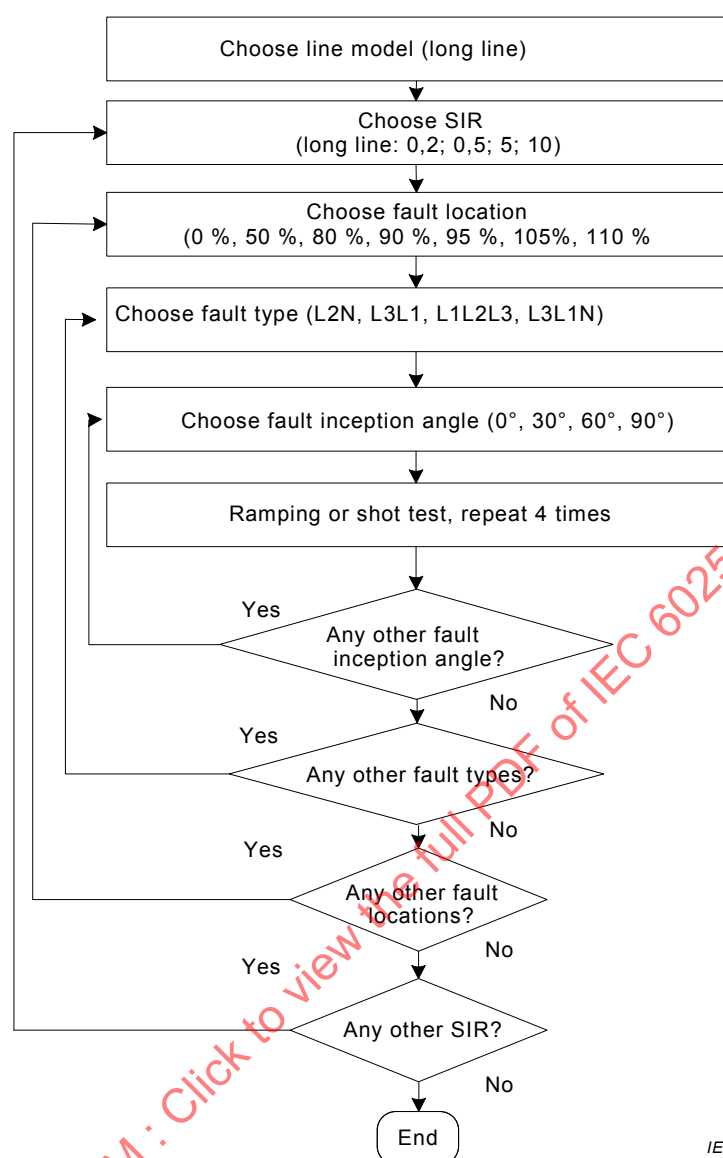
0°, 30°, 60°, 90°.

Repetition

Each fault injection shall be repeated 4 times

Order of fault injections

Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 30.



IEC 0142/14

Figure 30 – Dynamic performance tests (SIR diagrams)

Additional injections to remove or modify the magnetic remanence in protection relay CTs are not allowed.

**Table 12 – Long line SIR and source impedances
for selected rated current and frequency**

SIR	Source impedances, primary ohms				Reach impedances (settings, 80 % of line), primary ohms			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
0,2 ^a	0,51	5,82	2,04	23,28	2,55	29,09	10,19	116,42
0,5	1,27	14,54	5,10	58,21	2,55	29,09	10,19	116,42
5	12,74	145,44	50,96	582,08	2,55	29,09	10,19	116,42
10	25,47	290,88	101,92	1 164,16	2,55	29,09	10,19	116,42

^a 0,2 SIR test is for 1 A relays only.

Settings

Long line SIR diagram settings shall be used.

Totally 1 792 tests will be carried out in order to publish the SIR diagrams for the long line, at the selected rated frequency and current (example 50 Hz, 1 A).

Other rated current and frequency

For the other rated current and frequency, the criteria for testing will be reduced to the SIR given in Table 13.

Table 13 – Long line SIR and source impedances for other rated current and frequency

SIR	Source impedances, primary ohms				Reach impedances (relay settings, 80 % of line), primary ohms			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
0,5	1,27	14,54	5,10	58,21	2,55	29,09	10,19	116,42

Fault position, as a percentage of the impedance reach setting

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (if the relay does not overreach at 105 % then no need to test at 110 %)

Fault types: L1N and L2L3

Fault inception angles: 0°, 90°

Repetition

Each fault injection shall be repeated 4 times.

6.3.2.5 Reporting of long line SIR diagrams

Long line SIR diagrams shall be published for one rated frequency, for one rated current and for each fault type. Totally 12 long line SIR diagrams (min, max and average for fault type) shall be published for a given rated frequency and rated current.

Minimum, maximum and average trip times shall be published. Average trip time is the average of the reported operate time for each fault position on 16 shots (4 fault inception angles repeated 4 times). If the relay zone 1 does not trip within 200 ms from the fault injection, the trip time for that particular fault injection is recorded as 200 ms.

An example of these SIR diagrams is shown in Figures 31, 32 and 33.

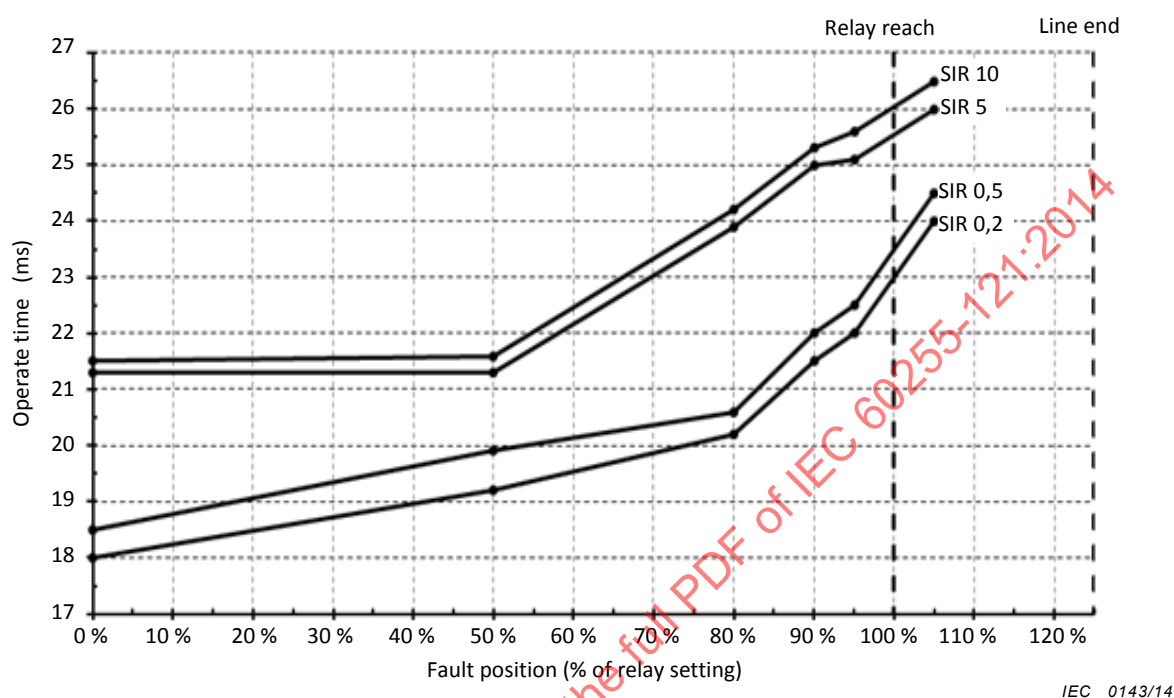
It is also acceptable to offer separate diagrams for the different SIRs and to combine min, max, and average in one diagram.

Settings

The manufacturer shall declare the settings used during the performance testing.

Operate media (trip media)

The manufacturer shall declare the output with which the operate time has been measured (trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE message of the IEC 61850 series). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the SIR diagrams are affected.



IEC 0143/14

Figure 31 – SIR diagram for long line: minimum operate time

6.3.3 Dynamic performance: operate time and transient overreach (CVT-SIR diagrams)

6.3.3.1 General

The simulated network is the same that is used for the SIR diagrams. Only the short-line set-up will be considered, and the tests will be performed on a less number of points. An electrical model for capacitor voltage transformers is introduced in these tests.

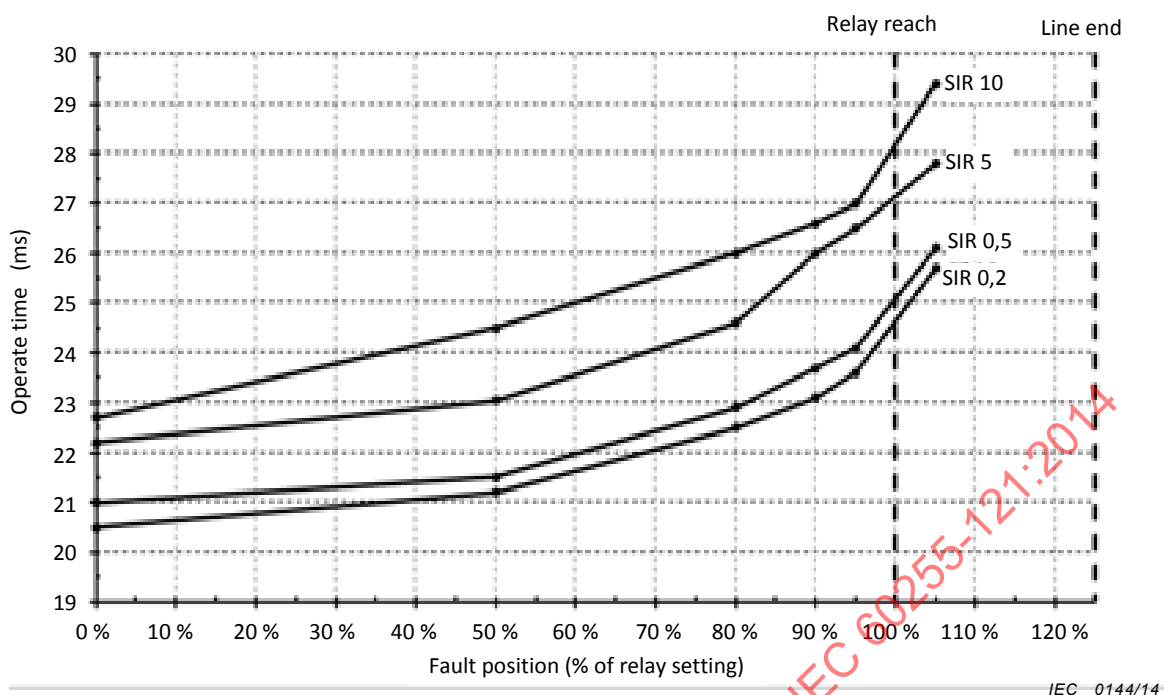


Figure 32 – SIR diagram for long line: average operate time

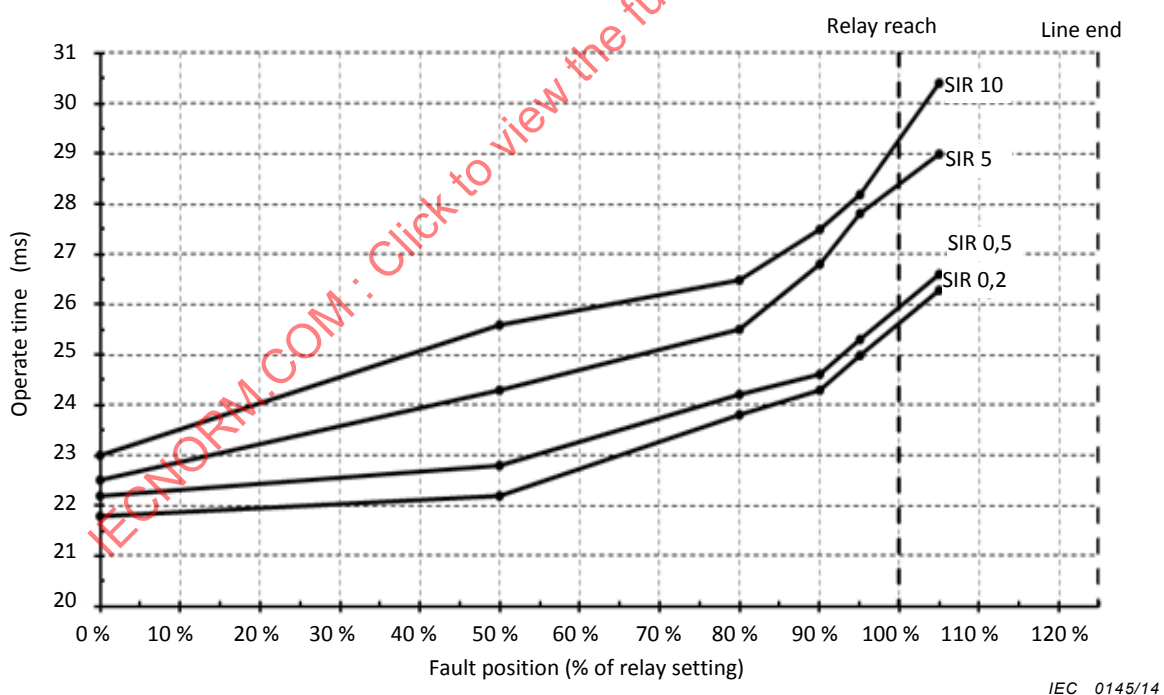


Figure 33 – SIR diagram for long line: maximum operate time

Distance protection function settings

Distance protection shall be set according to short line SIR diagram settings.

If the CVT application justifies the change of some settings, the manufacturer is allowed to perform the change and has to declare what has been changed and why. This will result in short line CVT-SIR diagram settings.

All relevant distance protection function settings shall be declared in the report and no setting shall be changed during the test.

6.3.3.2 CVT model

The CVT model is described in Annex K.

6.3.3.3 Short line CVT-SIR diagrams

The tests described in this subclause are intended for applications where CVTs are used. In other applications of distance protection where CVTs are not applicable, these tests are not required.

Number of SIRs considered

For the short-line CVT-SIR diagrams, the following SIR values shall be used:

5, 10, 50.

This results in the source impedances as a function of SIR as shown in Table 14.

Table 14 – Short line CVT-SIR source impedance

SIR	Source impedances, primary ohms				Reach impedances (settings, 80 % of line), primary ohms			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
5	2,55	29,09	10,19	116,42	0,51	5,82	2,04	23,28
10	5,09	58,18	20,38	232,83	0,51	5,82	2,04	23,28
50	25,47	290,88	101,92	1 164,16	0,51	5,82	2,04	23,28

Fault position as a percentage of the distance protection function reach

In order to have the comparison between SIR diagrams and CVT-SIR diagrams, the faults are injected at the same positions as those of the SIR diagrams. Rated current and frequency shall be the same as those used for the short line SIR diagrams.

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (if the relay does not overreach at 105 % then no need to test at 110 %).

Fault types

L3N, L1L2, L1L2L3, L1L2N.

Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum allowed fault resistance value shall be used).

Fault inception angles

At each fault position the following fault inception angles shall be used:

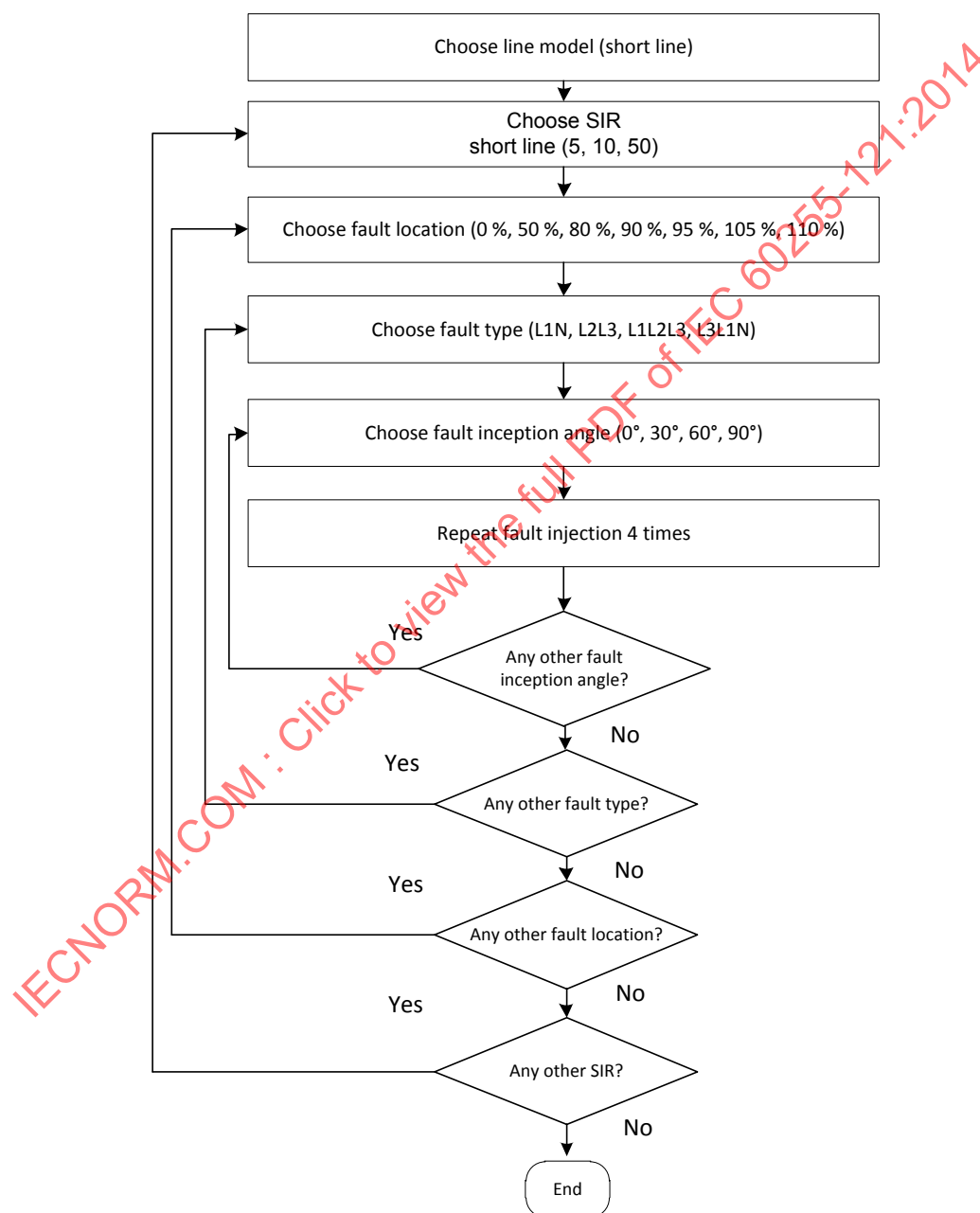
0°, 30°, 60° and 90°.

Repetition

Each fault injection shall be repeated 4 times.

Order of fault injections

Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 34.



IEC 0146/14

Figure 34 – Dynamic performance: operate time and dynamic overreach (CVT-SIR diagram)

Additional injections to remove or modify the magnetic remanence in protection relay CTs are not allowed.

Settings

Short line SIR diagram settings shall be used. Alternatively, short line CVT-SIR diagram settings can be used, as indicated previously.

6.3.3.4 Reporting of short line CVT-SIR diagrams

CVT-SIR diagrams are only needed to be published for the short line model. Diagrams shall be published for a selected rated frequency and current of the protection relay and for each fault type. Totally 12 short line SIR diagrams shall be published.

Minimum, maximum and average trip time shall be published. Average operate time is the average of the reported operate time for each fault position on 16 tests (4 fault inception angles repeated 4 times). If the relay zone 1 does not trip within 200 ms from the fault injection, the trip time for that particular fault injection is recorded as 200 ms.

Totally 1 344 tests will be carried out in order to publish the CVT-SIR diagrams for the short line, for a given rated frequency.

The diagrams will be similar to the ones shown in Figures 35, 36 and 37 (only one fault type is shown in the example). The distance protection function settings used during testing shall be declared.

Settings

The manufacturer shall declare the settings used during the performance of these tests. The manufacturer shall declare if there are any protection setting changes between the tests for short line SIR diagrams and for the short line CVT-SIR diagrams (like, for instance, special filter algorithms enabled and/or disabled).

Operate media (trip media)

The manufacturer shall declare with which output the operate time has been measured (trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE message of the IEC 61850 series). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the SIR diagrams are affected.

6.3.4 Dynamic performance: transient overreach tests

6.3.4.1 General

The transient overreach tests shall follow the definition as described in 5.4.2. The fault test cases shall be obtained via transient simulations using the same network models described for SIR diagrams. Relay settings are as per the SIR diagrams. The fault position shall be moved towards the distance protection setting reach until a solid relay operation is detected; then the fault position shall be moved away from the solid operation point until a secure no-operation from the relay is obtained.

Solid operation means that for all the repeated simulations of the faults in the same position and with different fault inception angles the distance protection always operates. Secure no-operation means that for all the faults in the same position and with different fault inception angles the distance protection never operates. The distance protection is considered to have operated if the operate signal is received within 200 ms from the fault injection.

The tests shall be performed under the same conditions specified for the SIR diagram tests.

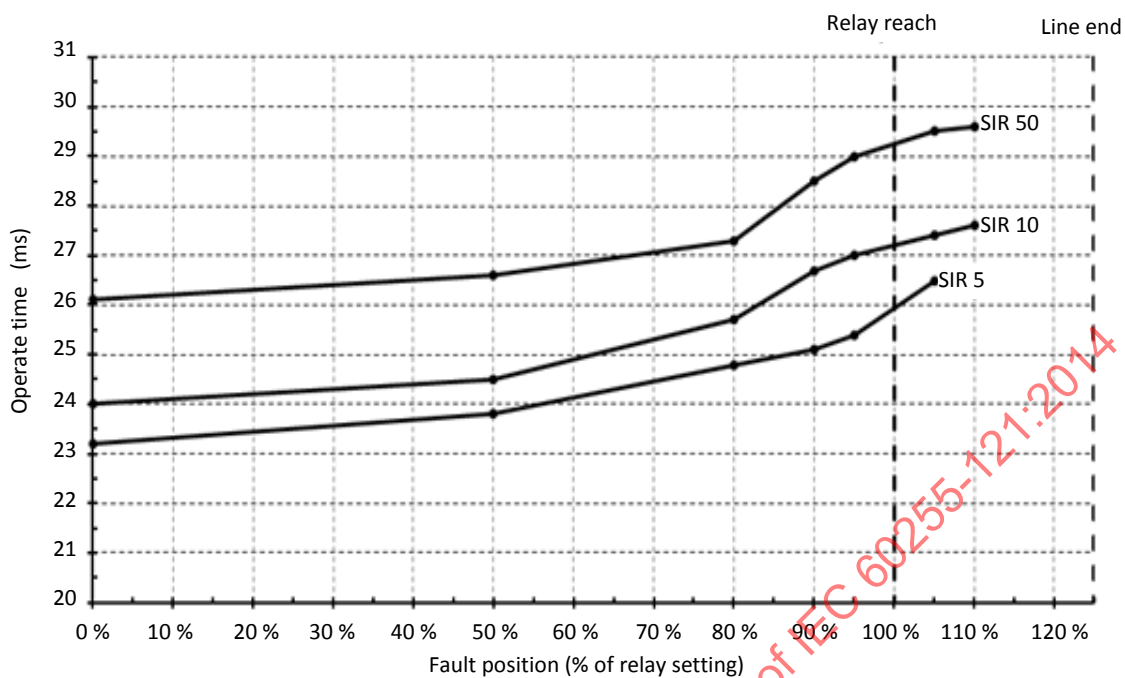


Figure 35 – CVT-SIR diagram for short line: minimum operate time

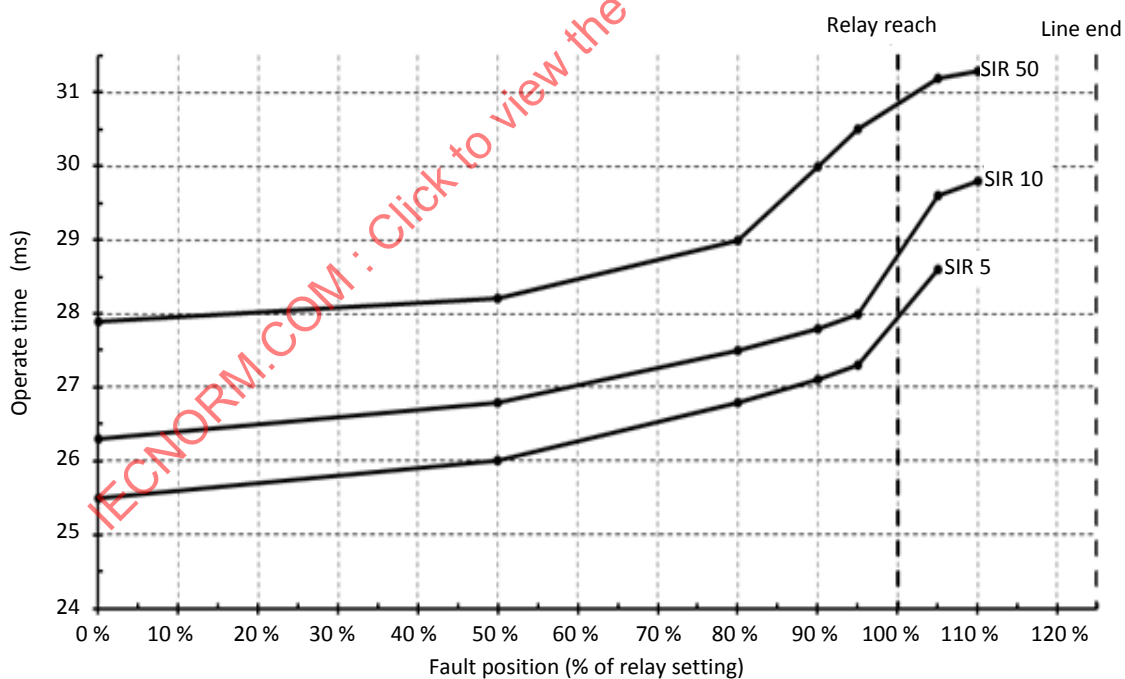
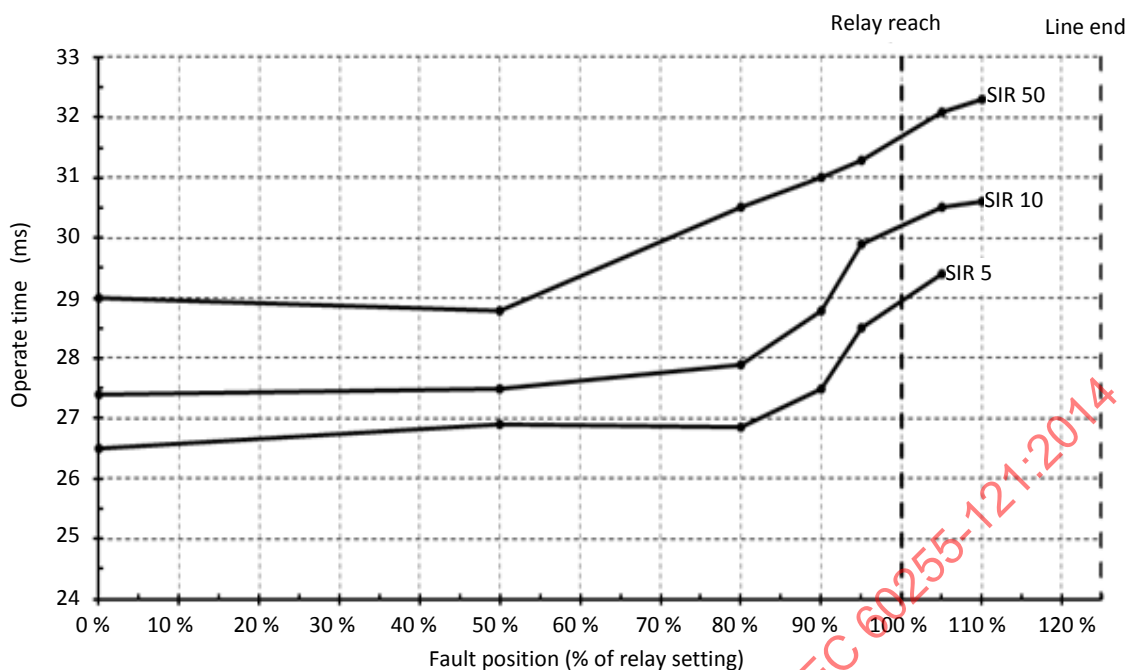


Figure 36 – CVT-SIR diagram for short line: average operate time



IEC 0149/14

Figure 37 – CVT-SIR diagram for a short line: maximum operate time

6.3.4.2 Short line transient overreach

For the short line transient overreach tests the following different SIRs will be used:

10, 50.

Two fault positions (*XST* and *XNT*) shall be identified by the manufacturer. The *XST* position is the position where the distance protection relay solidly operates and *XNT* is the position where the distance protection relay never operates. The fault positions *XST* and *XNT* shall be determined by increasing/decreasing the fault impedance with a resolution (step) of 0,5 % of the impedance reach settings (which means 0,4 % of the line impedance for an 80 % reach).

For each fault type, different *XST* and *XNT* values will be obtained:

XST_L1N for tests with phase-earth faults,

XST_L2L3 for tests with phase-phase faults,

XNT_L1N for tests with phase-earth faults,

XNT_L2L3 for tests with phase-phase faults.

Each fault position will generate 16 fault simulations (4 inception angles × 4 repetitions)

The transient overreach will be calculated for each fault type according to the following formulae:

$$TO_L1N = \frac{XNT_L1N - XST_L1N}{(XNT_L1N + XST_L1N)/2} \cdot 100 \%$$

$$TO_L2L3 = \frac{XNT_L2L3 - XST_L2L3}{(XNT_L2L3 + XST_L2L3)/2} \cdot 100\%$$

The transient overreach values shall be published for the same rated frequency and rated current of the relay that has been chosen for the short line SIR diagrams.

The transient overreach values shall be published as shown in the Table 15. In this example a rated current of 1 A and a rated frequency of 50 Hz have been chosen.

Table 15 – Transient overreach table for short line

Transient overreach for short line, 1 A rated current and 50 Hz frequency		
SIR	Fault type	Transient overreach (TO)
10	Phase-earth	TO_L1N
10	Phase-phase	TO_L2L3
50	Phase-earth	TO_L1N
50	Phase-phase	TO_L2L3

6.3.4.3 Long line transient overreach

For the long line transient overreach tests the following different SIRs will be used:

0, 2, 5.

Two fault positions *XST* and *XNT* shall be identified by the manufacturer as described in 6.3.4.2. In this case the network model and the settings used are the same as those for the long line SIR diagrams.

The transient overreach will be calculated for each fault type according to the same formulae as indicated in 6.3.4.2.

The transient overreach values shall be published for the same rated frequency and rated current of the relay that has been chosen for the short line SIR diagrams.

The transient overreach values shall be published as shown in the Table 16. In this example, a rated current of 1 A and a rated frequency of 50 Hz have been chosen.

Table 16 – Transient overreach table for long line

Transient overreach for long line, 1 A rated current and 60 Hz frequency		
SIR	Fault type	Transient overreach (TO)
10	Phase-earth	TO_L1N
10	Phase-phase	TO_L2L3
50	Phase-earth	TO_L1N
50	Phase-phase	TO_L2L3

6.3.4.4 Short line transient overreach with CVT

For the short line transient overreach tests with CVTs, the following different SIRs will be used:

10, 50.

Two fault positions *XST* and *XNT* shall be identified by the manufacturer as described in 6.3.4.2, but in this case the network model and the settings used are the same as those for the short line SIR diagrams with CVTs.

The transient overreach will be calculated for each fault type according to the same formulae indicated in 6.3.4.2

The transient overreach values shall be published for the same rated frequency and rated current of the relay that has been chosen for the short line SIR diagrams.

The transient overreach values shall be published as shown in the Table 17. In this example a rated current of 1 A and a rated frequency of 50 Hz have been chosen.

Table 17 – Transient overreach table for short line with CVTs

Transient overreach for short line with CVTs, 1 A rated current and 50 Hz frequency		
SIR	Fault type	Transient overreach (TO)
10	Phase-earth	TO_L1N
10	Phase-phase	TO_L2L3
50	Phase-earth	TO_L1N
50	Phase-phase	TO_L2L3

6.3.5 Dynamic performance: typical operate time

6.3.5.1 General

The operate time results obtained from the SIR diagrams are used to publish the typical operate times. Typical operate times shall be published in a statistical form as previously described in Clause 5 for the application without CVTs for the selected rated frequency and rated current.

6.3.5.2 Data collection for the typical operate times

In order to evaluate the typical operate time, a subset of the operate time data collected during the tests for short line and long line SIR diagrams will be considered.

Only data at fault positions 0 %, 50 % and 80 % of the distance protection setting reach shall be considered.

Only data for $SIR = 5$ for long and short line tests shall be considered.

This will give a total of 384 (192 operate times from the short line tests and 192 operate times from the long line tests) published operate times. This is equal to 96 operate times for each fault type. In order to create a fault-type distribution in the operate time statistics based on typical fault-type distribution of a real overhead line, the following weights are given to the available data from SIR diagrams:

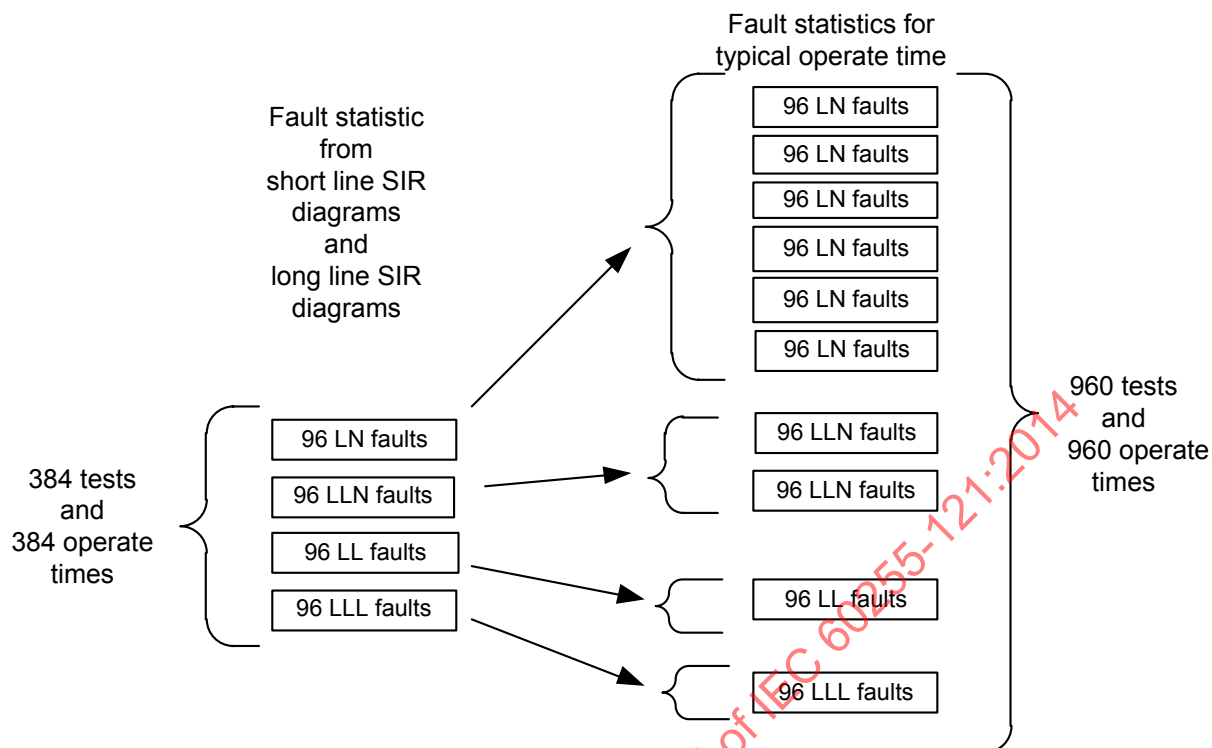
Test results for LN faults will be weighted by a factor 6.

Test results for LLN faults will be weighted by a factor 2.

Test results for LL faults will be weighted by a factor 1.

Test results for L1L2L3 faults will be weighted by a factor 1.

The weighting is done by simply repeating the available results. Figure 38 shows the fault statistics of the typical operate time. Totally 960 operate times are available for the statistics.



IEC 0150/14

Figure 38 – Fault statistics for typical operate time

6.3.5.3 Typical operate time

The data set described in 6.3.5.2 is considered.

Minimum and maximum operate times in the data set are detected: $\min_T$, $\max_T$

The integer part of $\min_T$ is calculated which gives the min value:

If $\min_T = 18,9$ ms then $\min = 18$ ms

If $\min_T = 18,1$ ms then $\min = 18$ ms

The integer part of $\max_T + 1$ is calculated, this gives the max value:

If $\max_T = 28,9$ ms then $\max = 29$ ms

If $\max_T = 28,1$ ms then $\max = 29$ ms

The time interval between min and max values is divided in classes; each class is 0,5 ms large. The following time classes are defined and they are shown in Table 18. Time is expressed in ms.

Table 18 – Typical operate time

TIME CLASS	FROM $t \geq$	TO $t <$
CLASS 1 (min)	min – 0,25	min + 0,25
CLASS 2	min + 0,25	min + 0,5
CLASS 3	min + 0,5	min + 0,75
CLASS 4	min + 0,75	min + 1,0
....		
CLASS n	min + (n – 1) × 0,25	min + n × 0,25
....		
CLASS M (max)	max – 0,25	max + 0,25

As an example if:

min_ T = 18,7 ms and max_ T = 25,2 ms then min = 18 ms and max = 26 ms

The corresponding classes are shown in Table 19.

Table 19 – Typical operate time

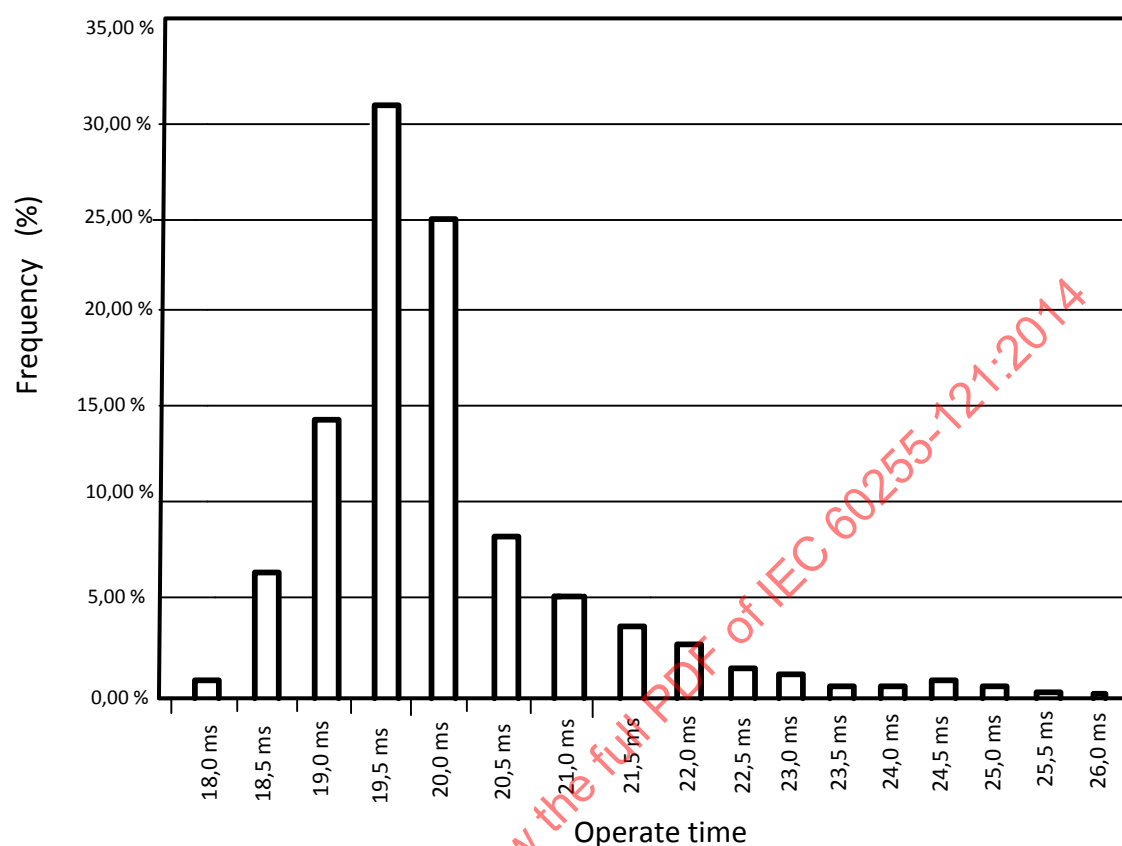
TIME CLASS	FROM $t \geq$	TO $t <$
CLASS 1 (18)	17,75	18,25
CLASS 2 (18,5)	18,25	18,75
CLASS 3 (19)	18,75	19,25
CLASS 4 (19,5)	19,25	19,75
CLASS 5 (20)	19,75	20,25
CLASS 6 (20,5)	20,25	20,75
CLASS 7 (21)	20,75	21,25
CLASS 8 (21,5)	21,25	21,75
CLASS 9 (22)	21,75	22,25
CLASS 10 (22,5)	22,25	22,75
CLASS 11 (23)	22,75	23,25
CLASS 12 (23,5)	23,25	23,75
CLASS 13 (24)	23,75	24,25
CLASS 14 (24,5)	24,25	24,75
CLASS 15 (25)	24,75	25,25
CLASS 16 (25,5)	25,25	25,75
CLASS 17 (26)	25,75	26,25

The number of operate times belonging to each class (N), with 0,5 ms resolution, is counted to show the histogram distribution of the operate times. The percentage of N for each class is also calculated and the values tabulated in Table 20. The resulting histogram is plotted and shown in Figure 39.

Table 20 – Typical operate time

TIME CLASS	FROM $t \geq$	TO $t <$	N	% N
CLASS 1 (18)	17,75	18,25	6	0,63 %
CLASS 2 (18,5)	18,25	18,75	64	6,67 %
CLASS 3 (19)	18,75	19,25	133	13,85 %
CLASS 4 (19,5)	19,25	19,75	296	30,83 %
CLASS 5 (20)	19,75	20,25	240	25,00 %
CLASS 6 (20,5)	20,25	20,75	85	8,85 %
CLASS 7 (21)	20,75	21,25	49	5,10 %
CLASS 8 (21,5)	21,25	21,75	30	3,13 %
CLASS 9 (22)	21,75	22,25	15	1,56 %
CLASS 10 (22,5)	22,25	22,75	9	0,94 %
CLASS 11 (23)	22,75	23,25	7	0,73 %
CLASS 12 (23,5)	23,25	23,75	5	0,52 %
CLASS 13 (24)	23,75	24,25	5	0,52 %
CLASS 14 (24,5)	24,25	24,75	7	0,73 %
CLASS 15 (25)	24,75	25,25	6	0,63 %
CLASS 16 (25,5)	25,25	25,75	2	0,21 %
CLASS 17 (26)	25,75	26,25	1	0,10 %
		TOTAL:	960	100 %

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



IEC 0151/14

Figure 39 – Frequency distribution of operate time

Together with the histogram, the following statistical indicators as shown in Table 21 will be calculated, typical for a discrete asymmetrical distribution:

- **mode** (the most frequently measured value in the histogram);
- **median** (the central value of the distribution: 50 % of the values are below the median, and 50 % are above the median; calculation is done on the collected operate time data);
- **mean** (the average value of all measured operate times available in the collected operate time data).

For the example given the typical operate time statistics are shown in Table 21.

Table 21 – Typical operate time (mode, median, mean)

Typical operate time	
Mode (most frequently measured value)	19,5 ms
Median (typical time) (central value: 50 % of the measured values are below the median, and 50 % are above the median)	19,8 ms
Mean (average value of the measured trip times)	19,9 ms

6.3.5.4 Reporting of typical operate times

The manufacturer shall report the histograms and the calculated mode, median and mean, when stating the typical operate time of the distance protection function.

The typical operate times shall be published for the selected frequency and selected rated current of the protection relay.

Operate media (trip media)

The manufacturer shall declare with which output the operate time has been measured (trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE message of the IEC 61850 series). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the SIR diagrams are affected.

6.4 Performance with harmonics

6.4.1 Steady state harmonics tests

The purpose of these tests is to check the performance of the relay when current signals contain harmonic components superimposed on the fundamental component of current. These current signals simulate nonlinear load conditions or a nearby HVDC transmission line.

These tests are used to measure the steady state accuracy of the relay algorithm under load conditions. Linear pseudo-continuous ramping tests will be performed in accordance with the procedure described in the section covering the basic characteristic accuracy test. Accuracy and percentage errors will be calculated for the test point P indicated below under the setting description. Tests are performed for all rated frequencies (50 Hz, 60 Hz) and for all rated currents (1 A, 5 A) of the protective device.

Settings

Relay settings will be calculated for the test point P according to Annex H that has the following coordinates in the effective range:

phase-earth voltage = 80 % of the rated phase-earth secondary voltage;

current = $2 \times$ the relay rated current (e.g. 1 A);

from the settings, the relay characteristic will be drawn.

Fault types

L1L2L3

Linear ramping tests

The ramp for testing the basic characteristic accuracy will intersect the point Q of the three-phase characteristic that corresponds to a fault with an angle of 30° on the X/R plane as shown in Figure 40.

The ramp is a constant fault voltage ramp with the value of 80 % of the relay rated voltage.

Testing is undertaken by maintaining the value of the fundamental voltage without any harmonics at a constant value of 80 % of the rating and the fundamental current along with its harmonics are ramped-up from the point at which the relay does not operate to the point at which the relay operates.

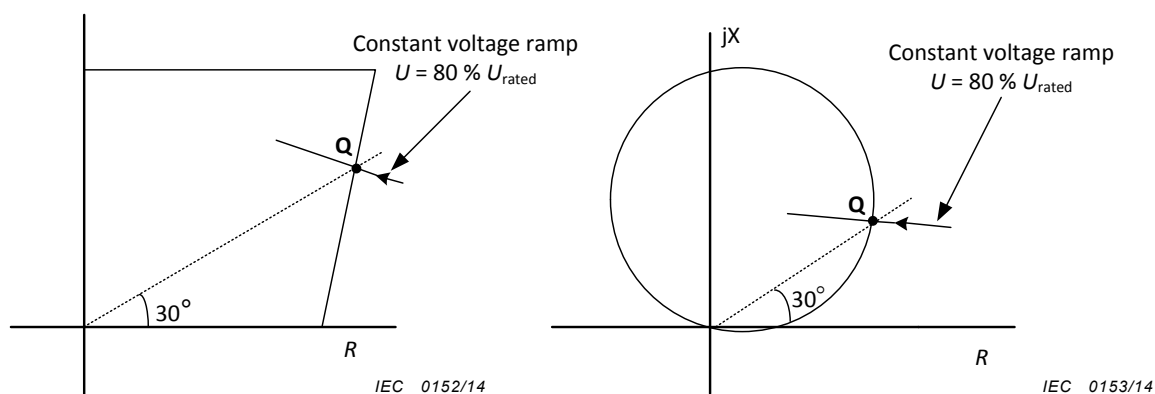


Figure 40 – Ramping test for harmonics

Detailed descriptions of the ramping methods are found in Annex I.

Harmonics to be superimposed on the fundamental component one at a time are shown in the Table 22.

Table 22 – Steady state harmonics test

Test type	Current waveform (% of fundamental RMS)
Type1: third harmonic	5 % at 0°, 30°, 60°, 90° and 135° phase angle with respect to fundamental
Type2: fifth harmonic	5 % at 0°, 30°, 60°, 90° and 135° phase angle with respect to fundamental
Type3: seventh harmonic	5 % at 0°, 30°, 60°, 90° and 135° phase angle with respect to fundamental

The worst case error for basic characteristic accuracy shall be published for each harmonic. Tests will be conducted according to the sequence described by the flowchart in Figure 41.

6.4.2 Transient oscillation tests (network simulation L-C)

6.4.2.1 General

Transient oscillation tests will measure the performance of the distance protection function in terms of operate time and transient overreach when transient (harmonics and/or inter-harmonics, DC-offset) components are superimposed on the fundamental frequency fault-quantities during electrical faults on the protected line. The harmonic components are introduced as a result of oscillations between the source capacitance and the transmission line inductance.

A power system network simulator is necessary to simulate the above described fault conditions.

The simulated network shown in Figure 42 is used with primary parameters as given below:

fault resistance: $RF = 0,0 \, \Omega$;

positive sequence line resistance: $R_{1L} = 0,019 \, \Omega/\text{km}$;

positive sequence line inductance: $L_{1L} = 0,86 \, \text{mH}/\text{km}$ (0,27 Ω/km at 50 Hz, 0,324 Ω/km at 60 Hz);

positive sequence line capacitance: $C_{1L} = 0,013 \, \mu\text{F}/\text{km}$;

zero sequence line resistance: $R_{0L} = 0,08 \Omega/\text{km}$;

zero sequence line inductance: $L_{0L} = 3,5 \text{ mH/km}$ ($1,10 \Omega/\text{km}$ at 50 Hz, $1,319 \Omega/\text{km}$ at 60 Hz);

zero sequence line capacitance: $C_{0L} = 0,0085 \mu\text{F/km}$;

line length: 125 km;

positive sequence source resistance: $R_{1S} = 1,9 \Omega$;

positive sequence source inductance: $L_{1S} = 0,086 \text{ H}$ (27Ω at 50 Hz, $32,4 \Omega$ at 60 Hz);

zero sequence source resistance: $R_{0S} = 8 \Omega$;

zero sequence source inductance: $L_{0S} = 0,35 \text{ H}$ (110Ω at 50 Hz, $131,9 \Omega$ at 60 Hz).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014

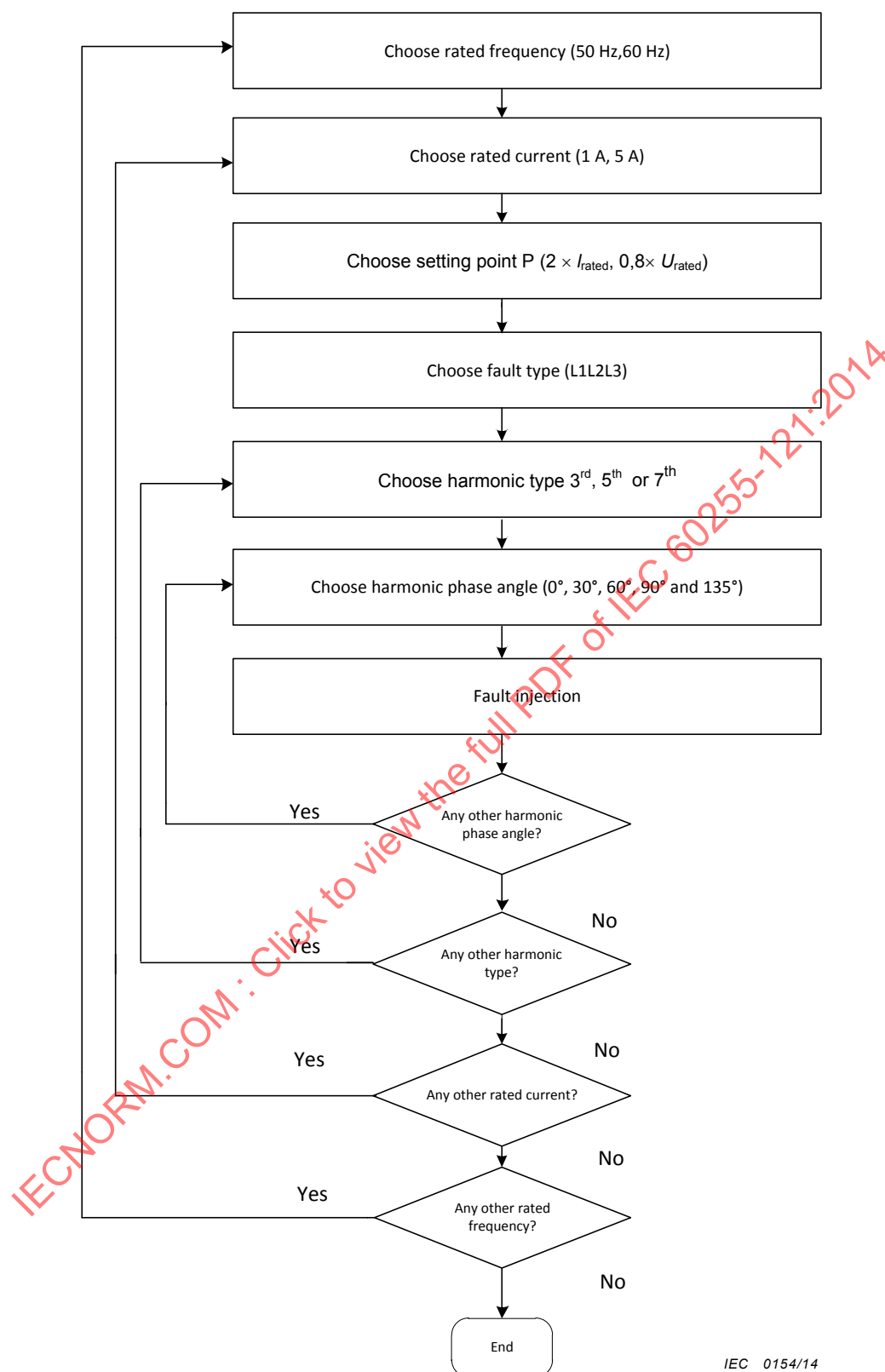
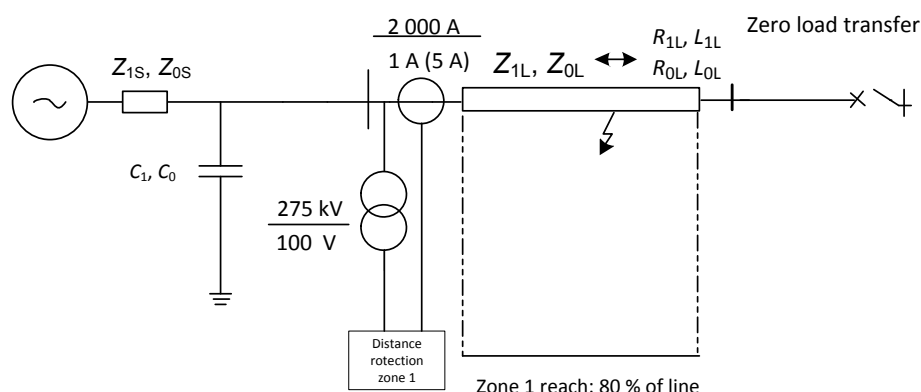


Figure 41 – Steady-state harmonics test



IEC 0155/14

Figure 42 – Simulated power system network

Capacitance values are given in the Table 23.

Table 23 – Capacitance values

Case #	50 Hz C_0 and C_1	60 Hz C_0 and C_1	Harmonics at fault location with zone 1 reach (80 % of line length)
Case 1	4,31 μF	2,83 μF	7 th harmonic for 3-phase fault (around 3 rd and 5 th harmonic for phase-to-earth fault)
Case 2	8,93 μF	6,05 μF	5 th harmonic for 3-phase fault (around 2 nd and 4 th harmonic for phase-to-earth fault)
NOTE 1 Harmonics superimposed depend upon the fault position and they vary from 6,6 th inter harmonic at 125 % to 7,4 th inter harmonic at 80 % in the case 1 and 4,7 th inter harmonic at 125 % to 5,3 th inter harmonic at 80 % in the case 2 (50 Hz).			
NOTE 2 Line to earth fault gives different harmonics because zero sequence inductance of the line is larger than the positive sequence inductance.			

Two sets of capacitance values are used in order to check the performance for two different harmonics.

CT = 2 000 A/1 A (or 2 000 A/5 A);

VT = 275 kV/100 V;

Rated frequency: 50 Hz or 60 Hz.

Fault position

The faults are injected at the following positions related to the zone 1 reach:

80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 %, 115 % and 125 %.

Fault types

L1N, L1L2L3

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to limitations in the network simulator, the minimum allowed fault resistance value shall be used).

Fault inception angle

At each fault position the fault inception angle shall be 90°. This is because the amount of capacitive discharge is greatest at 90° which will impose the severest condition (The

superimposed harmonic content is at the maximum). The fault inception angle of one of the three phases shall be set to 90° for three-phase fault cases.

Repetition

Each fault injection shall be repeated 4 times.

Order of fault injections

Faults shall be injected according to the sequence described by the procedure shown in Figure 43 and the same procedure is repeated for both capacitance values (case 1 and case 2).

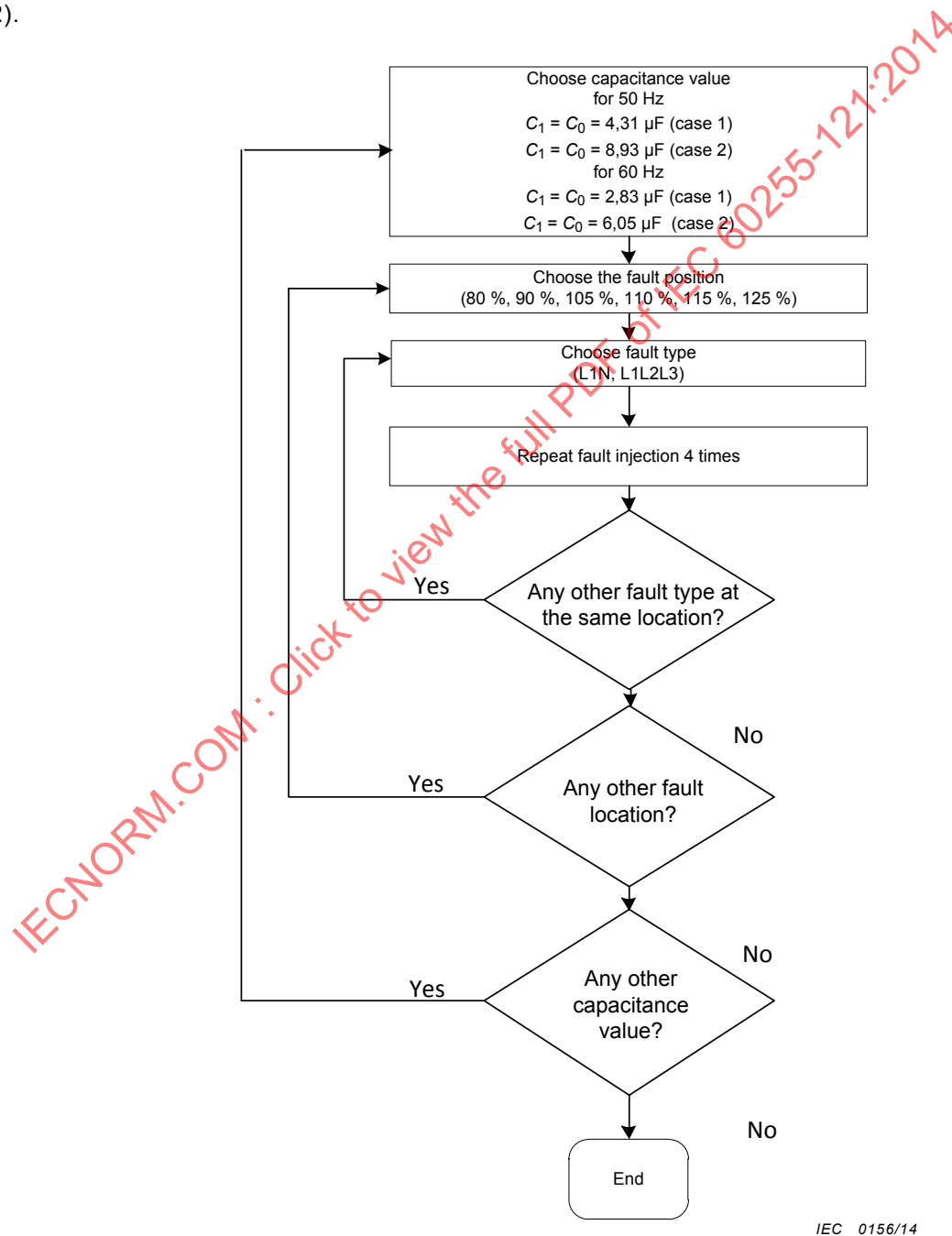


Figure 43 – Flowchart of transient oscillation tests

Figure 44 provides an example of waveforms of three-phase voltages and currents simulated using the transient simulation program. In this case the waveform contains a 7th harmonic in addition to the fundamental component.

Distance protection function settings

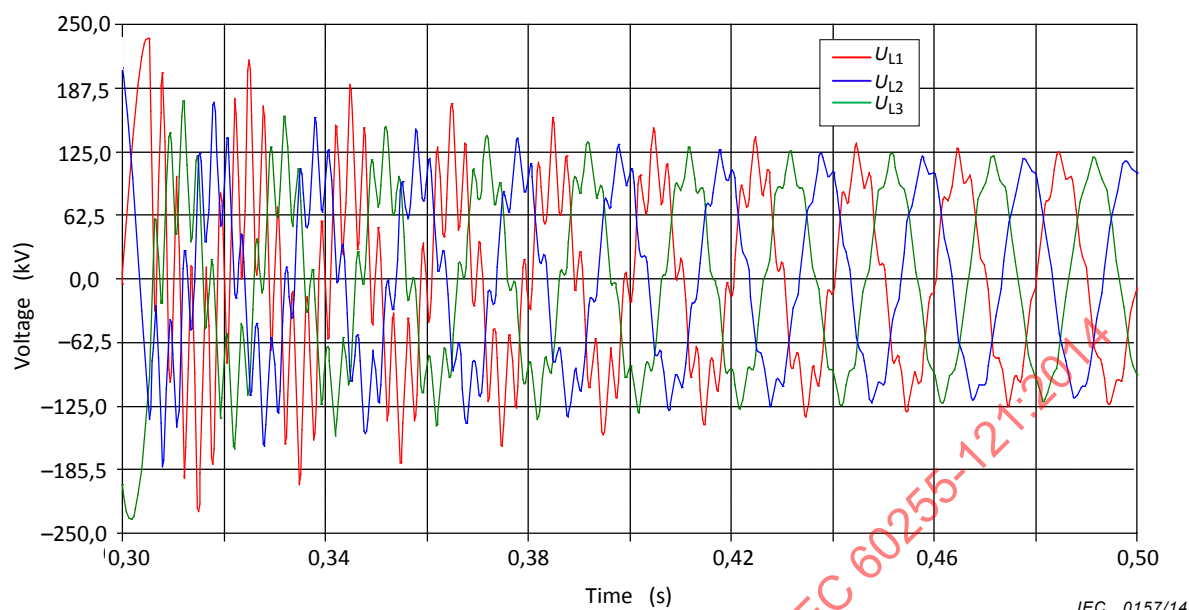
The instantaneous distance protection zone 1 shall be set to 80 % of the line impedance (radial feeder settings, no consideration of importing/exporting load, remote infeed, etc).

Setting of resistive reach, (if settable), will be set to cover a resistance of 15 primary ohms at 50 % of the line for L1N fault and 10 primary ohms, at 50 % of the line, for multiphase faults (fault resistance between two phases, considering a two-phase fault).

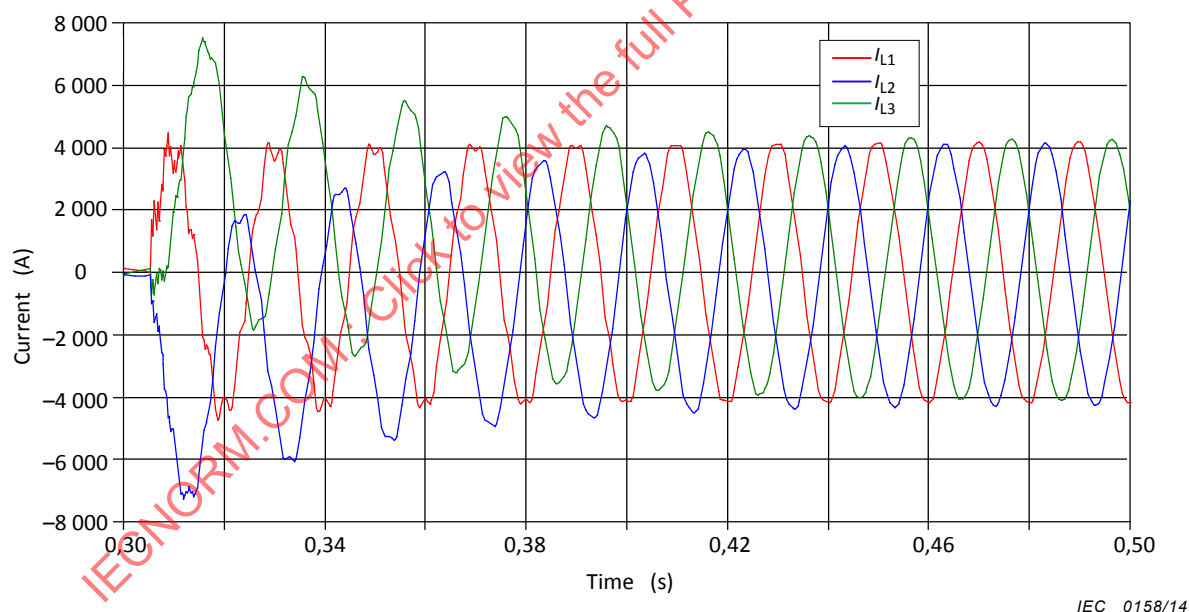
All other settings (phase selector, starting zone, load encroachment, directional lines etc) needed for distance protection to perform correct operation, if available, shall be set to the most common values suggested by the manufacturer for the situation.

All relevant distance protection function settings shall be declared and no setting shall be changed during the testing.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



a) Simulated voltages



b) Simulated currents

Figure 44 – Simulated voltages (U_{L1} , U_{L2} , U_{L3}) and currents (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3})**6.4.2.2 Reporting of transient oscillation test results**

Test results shall be published for each rated frequency and for each fault type; totally 4 diagrams shall be published for a given rated frequency, 2 for each case with different capacitance values one for single-phase faults and one for three-phase faults.

Minimum, maximum and average operate times shall be published. Average operate time is the average of the reported operate time of four tests at each fault position. If the relay zone 1

does not trip within 200 ms from the fault injection, the trip time for that particular fault injection is recorded as 200 ms.

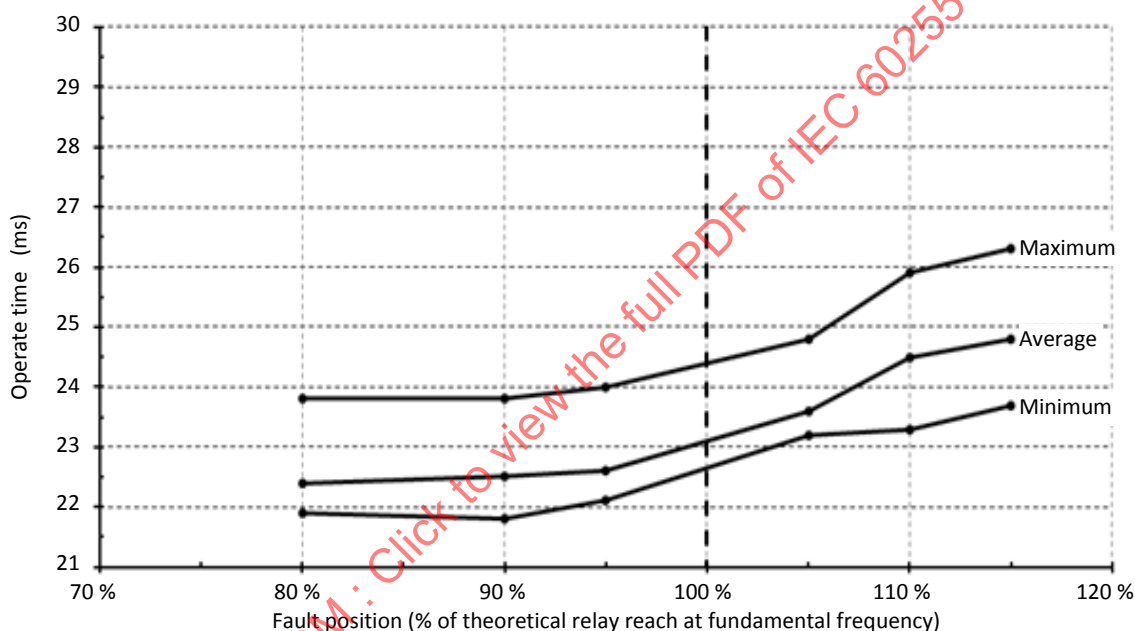
Totally 112 tests (56 for each capacitance) shall be carried out in order to publish the diagrams at a given rated frequency.

An example of these diagrams is shown in Figure 45 for LN faults with the capacitance value of 4,31 μF .

Settings

The manufacturer shall declare the settings used during the testing.

Additional injections to remove or modify the magnetic remanence of CTs in protection relay are not allowed.



IEC 0159/14

Figure 45 – Transient oscillation tests – Operate time

6.5 Performance during off-nominal frequency

6.5.1 Steady state frequency deviation tests

6.5.1.1 General

The following tests are performed in the same way as the basic characteristic accuracy tests are performed at the rated frequency. The tests are conducted at four different frequencies: the minimum frequency ($f_{\min(\text{eff})}$) of the effective range, the maximum frequency of the effective range ($f_{\max(\text{eff})}$), the minimum frequency ($f_{\min(\text{op})}$) of the operating range and the maximum frequency of the operating range ($f_{\max(\text{op})}$).

6.5.1.2 Basic characteristic tests

Test point A, described in 6.2.2.2, shall be considered for these tests: point A defines testing ramps at constant current ($200 \% I_{\text{rated}}$), with variable (ramping) voltage. Distance protection function settings are the same settings calculated for point A in 6.2.2.3. Two points of the

characteristic (point 1 and 2) will be considered for quadrilateral/polygonal characteristic. Figure 46 shows these two points for different characteristic shapes. One test point will be considered for MHO characteristic as shown in Figure 47. The tests shall be carried out by pseudo-continuous ramps in the impedance plane as described in Annex I. Ramps are perpendicular to the relay characteristic, as shown in Figures 48 and 49.

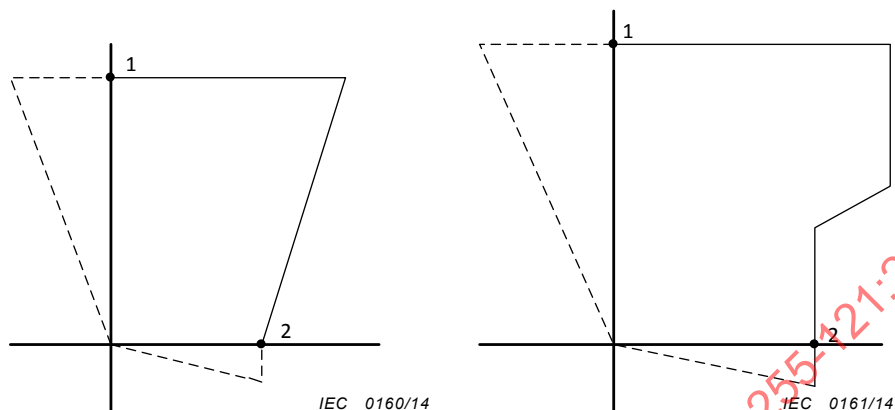


Figure 46 – Test points for quadrilateral characteristics

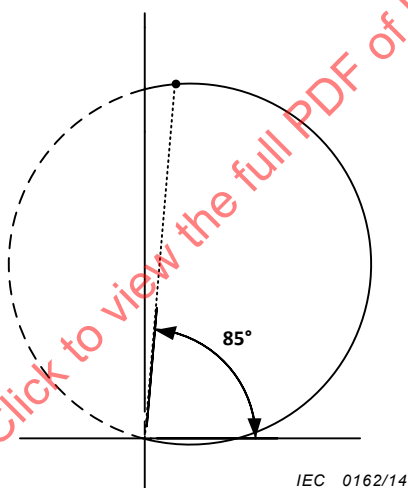


Figure 47 – Test points for MHO characteristic

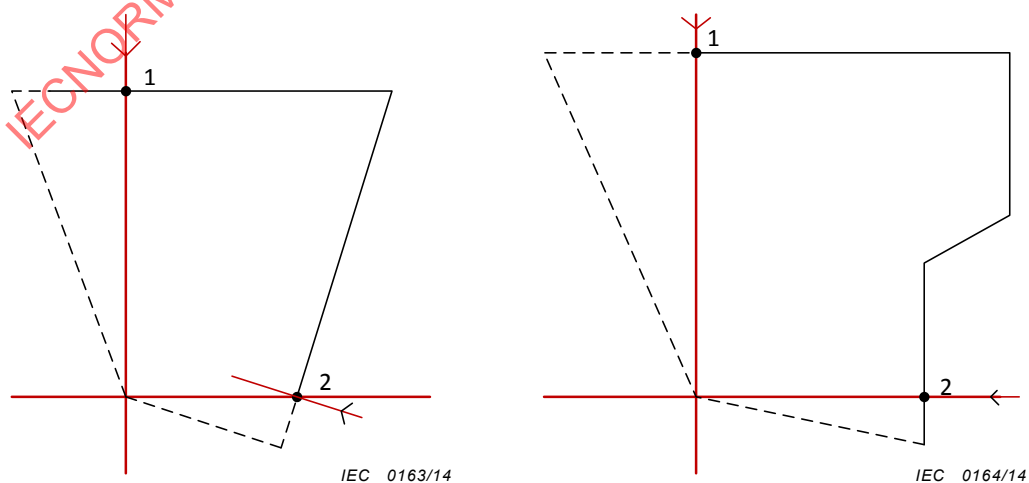


Figure 48 – Test ramp direction for quadrilateral characteristic

6.5.1.3 Injected voltages and currents as a function of the simulated impedance and frequency

6.5.1.3.1 General

Two different methods for mapping the impedance into injected voltages and currents are used, depending on the main measuring algorithms implemented in the distance protection function.

- Non-frequency compensated impedance method, used to test relays whose distance measurement is based on reactance measurement.
- Frequency compensated impedance method, used to test relays whose distance measurement is based on inductance measurement.

The manufacturer shall indicate which method has been used for the type tests.

For MHO characteristic, only one point as shown in Figure 49 is considered.

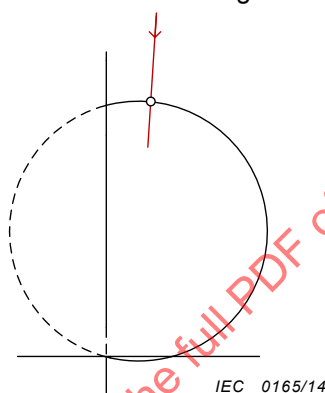


Figure 49 – Test ramp direction for MHO characteristic

6.5.1.3.2 Test method for relays using reactance based algorithm (non frequency-compensated)

The injected quantities (amplitude and phase angle of the injected voltage and current phasors) will be calculated as described in Annex I. The only difference is that the injected voltages and currents will have the frequency $f_{\min}$ and $f_{\max}$.

6.5.1.3.3 Test method for relays using inductance based algorithm (frequency-compensated)

In this case the protection characteristic shall be modified to recalculate the test point according to the new frequency ($f_{\min}$ and $f_{\max}$) that is applied. The injected quantities (amplitude and phase angle of the injected voltage and current phasors) will be calculated as described in Annex I. The only difference is that the injected voltages and currents will have the frequency $f_{\min}$ and $f_{\max}$.

6.5.1.3.4 Ramps in the impedance plane

The impedance ramps are plotted in the rated frequency impedance plane, as well as the distance protection function characteristic. Each ramp is repeated ten times, and the errors ε_X and ε_R are identified as maximum error measured during the ten ramps, for the quadrilateral/polygonal characteristic. For MHO characteristic the error ε is identified as maximum error measured during the repetition of the 10 ramps at 80° . Ramp steps are the same as those defined for the rated frequency, ramps are defined in Annex I.

6.5.1.3.5 Reporting of the basic characteristic accuracy at $f_{\min}$ and $f_{\max}$

The basic characteristic accuracy values shown in this subclause are only examples and the format of the report is presented here.

Basic characteristic accuracy for the quadrilateral/polygonal characteristic shall be published as shown in Table 24. For MHO characteristic the basic characteristic accuracy shall be published as shown in Table 25.

Table 24 – Quadrilateral/polygonal basic characteristic accuracy at $f_{\min}$ and $f_{\max}$

Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_x$ at frequency $f_{\min(\text{eff})}$	$\pm 3,8 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_x$ at frequency $f_{\min(\text{op})}$	$\pm 5,0 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_x$ at frequency $f_{\max(\text{eff})}$	$\pm 4,2 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_x$ at frequency $f_{\max(\text{op})}$	$\pm 7,5 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_r$ at frequency $f_{\min(\text{eff})}$	$\pm 4,0 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_r$ at frequency $f_{\min(\text{op})}$	$\pm 7,5 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_r$ at frequency $f_{\max(\text{eff})}$	$\pm 3,8 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}_r$ at frequency $f_{\max(\text{op})}$	$\pm 5,0 \%$
Test method	Frequency compensated or non-frequency compensated

Table 25 – MHO basic characteristic accuracy at $f_{\min}$ and $f_{\max}$

Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}$ at frequency $f_{\min(\text{eff})}$	$\pm 3,7 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}$ at frequency $f_{\min(\text{op})}$	$\pm 5,0 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}$ at frequency $f_{\max(\text{eff})}$	$\pm 3,9 \%$
Basic characteristic accuracy $\mathcal{E}$ at frequency $f_{\max(\text{op})}$	$\pm 6,2 \%$
Test method	Frequency compensated or non-frequency compensated

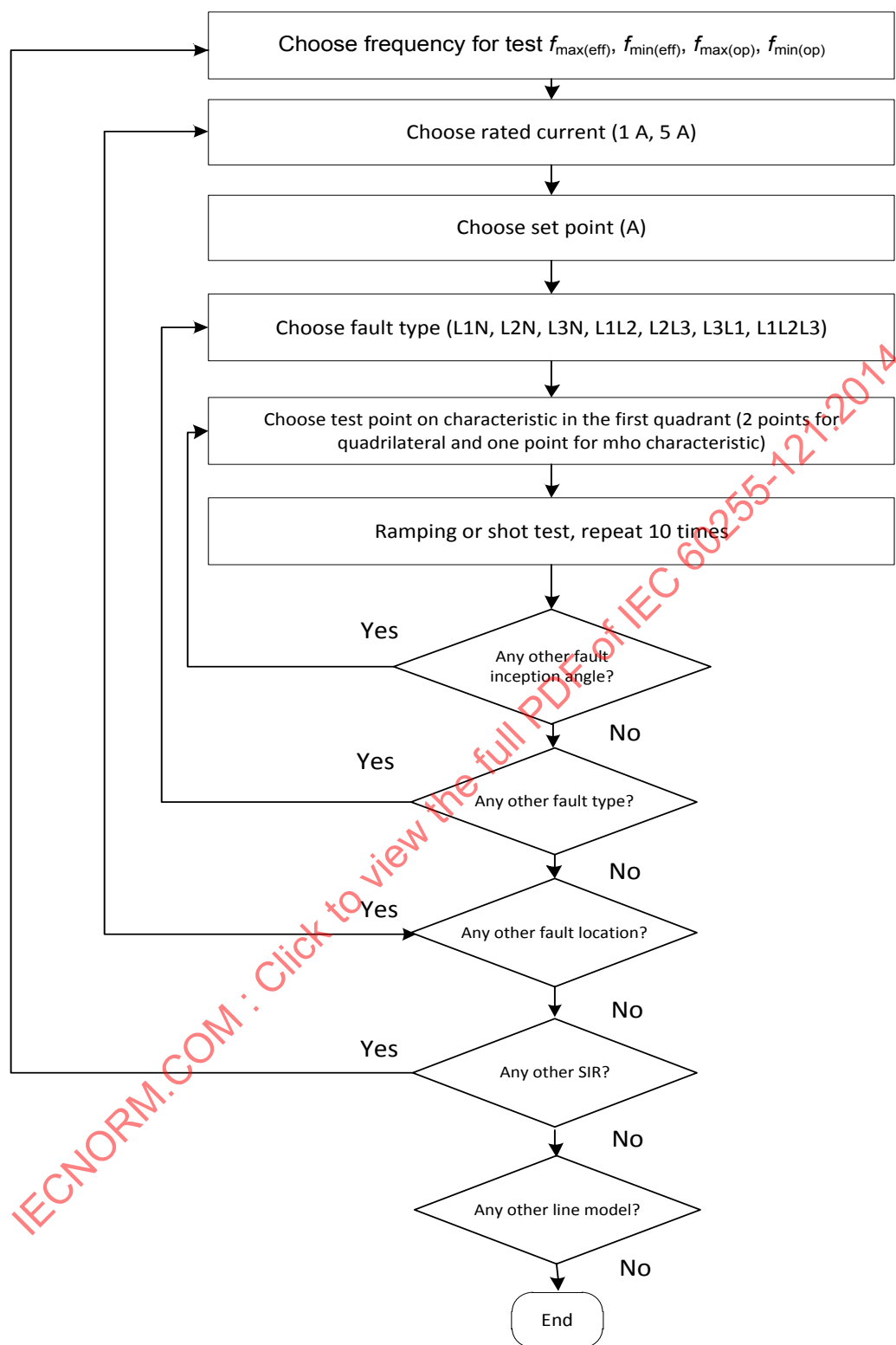
Data are published for each rated current and for each rated frequency of the protection relay.

Tests will be conducted according to the sequence described by the flowchart in Figure 50.

6.5.2 Transient frequency deviation tests

6.5.2.1 SIR diagrams for frequency deviation tests

The transient frequency deviation tests shall be checked with $f_{\min}$ and $f_{\max}$ which are -2% and $+2 \%$ of the rated frequency respectively (i.e. $f_{\min} = 49 \text{ Hz}$, $f_{\max} = 51 \text{ Hz}$ for 50 Hz and $f_{\min} = 58,8 \text{ Hz}$, $f_{\max} = 61,2 \text{ Hz}$ for 60 Hz). If the effective range is narrower than the specified value, the minimum frequency of the effective range and the maximum frequency of the effective range shall be used for $f_{\min}$ and $f_{\max}$. If the effective range is wider than the specified value then additional tests shall be conducted at the minimum and maximum frequencies of the effective range.



IEC 0166/14

Figure 50 – Steady-state frequency deviation tests

The following system data are used in the short line model shown in Figure 51 for the dynamic performance test.

System voltage: 400 kV

System frequency: $f_{\min}$ and $f_{\max}$

VT: 400 kV / 100 V

CT: 1 200 A / 1 A and 1 200 A / 5 A (if applicable)

Rated frequency: 50 Hz and 60 Hz (if applicable)

The test details are as follows:

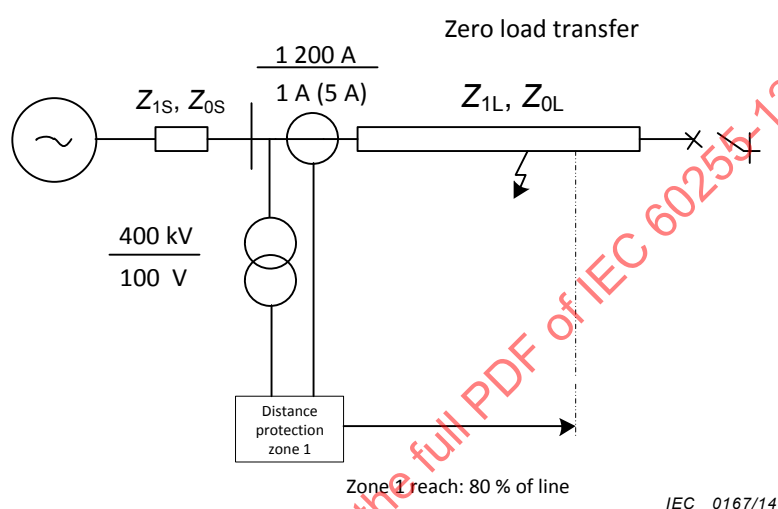


Figure 51 – Short line model for frequency deviation test

Short line data

Line length = 20 km

$$Z_{1L} = R_{1L} + jX_{1L} = R_{1L} + j\omega L_{1L} = (0,6368 + j\omega 0,0231) \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = R_{0L} + j\omega L_{0L} = (2,548 + j\omega 0,0926) \Omega$$

$$SIR = 10$$

$$Z_{1S} = R_{1S} + jX_{1S} = R_{1S} + j\omega L_{1S} = (5,09 + j\omega 0,185) \Omega$$

$$Z_{0S} = R_{0S} + jX_{0S} = R_{0S} + j\omega L_{0S} = (20,38 + j\omega 0,741) \Omega$$

Fault position, as a percentage of the impedance reach setting

0 % (just behind busbar), 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 %.

Fault position –0 % is test for checking security. This point shall not be included as part of the SIR diagrams.

Fault types

L1N, L2L3, L1L2L3, L2L3N

Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible for numerical limitation, the minimum allowed fault resistance value shall be used).

Fault inception angle

At each fault position, the following fault inception angles shall be used:

0°, 30°, 60°, 90°.

Repetition

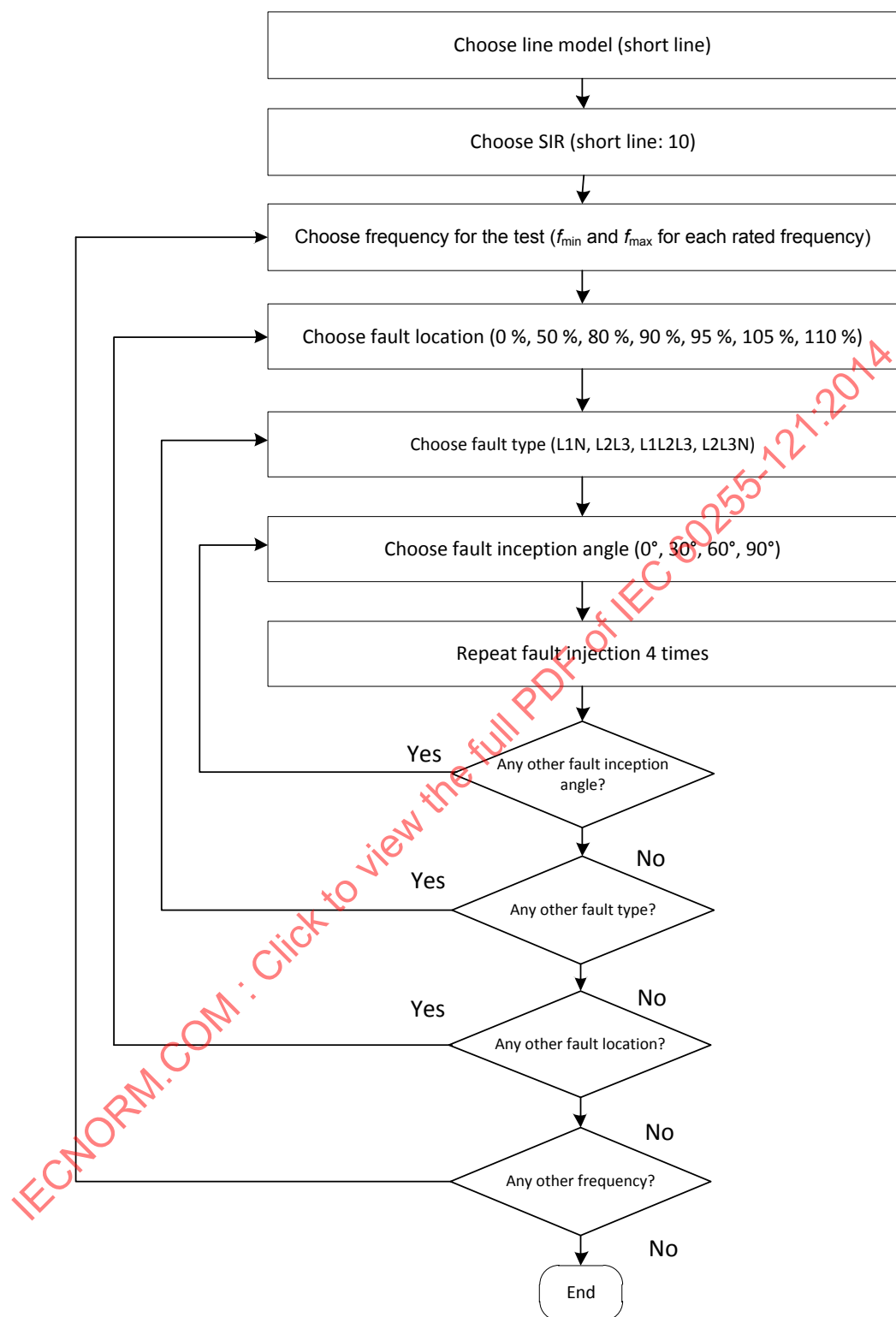
Each fault injection shall be repeated 4 times.

Order of fault injections

Figure 52 shows the flowchart showing the order of the transient frequency deviation tests.

Additional injections to remove or modify the magnetic remanence in protective device CTs are not allowed.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



IEC 0168/14

Figure 52 – Flowchart of transient frequency deviation tests

Settings

The same settings that were used for the short line in the dynamic performance test shall be used.

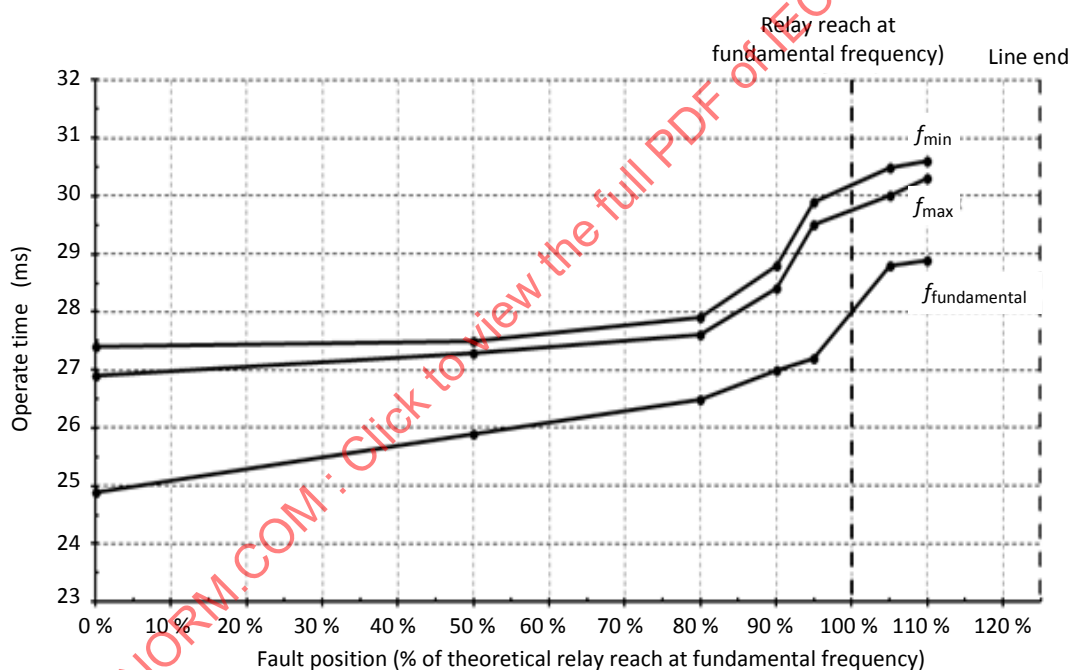
Operate media (trip media)

The manufacturer shall declare with which output the operate time has been measured (trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE message of the IEC 61850 series). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the SIR diagrams are affected.

6.5.2.2 Reporting of SIR diagrams for frequency deviation tests

The test results shall be published in the form of diagrams. A total of 12 diagrams shall be prepared showing the minimum, maximum and average operating time for each fault type. The average operate time is the average of the operate times recorded for each fault position for 16 tests (4 fault inception angles repeated 4 times). If the relay zone 1 does not trip within 200 ms from the fault injection, the trip time for that particular fault injection is recorded as 200 ms. Each diagram shall show the operate time with fundamental, f_{min} and f_{max} frequencies. One example of the diagram is shown in Figure 53. The results at fundamental frequency shall be taken from the results of the dynamic performance test.

A total of 448 tests shall be carried out in order to publish the SIR diagrams for the short line, at any given frequency.



IEC 0169/14

Figure 53 – SIR diagrams for frequency deviation tests – average operate time

6.6 Double infeed tests

6.6.1 Double infeed tests for single line

6.6.1.1 System data and settings

Network model for single line tests is shown in Figure 54.

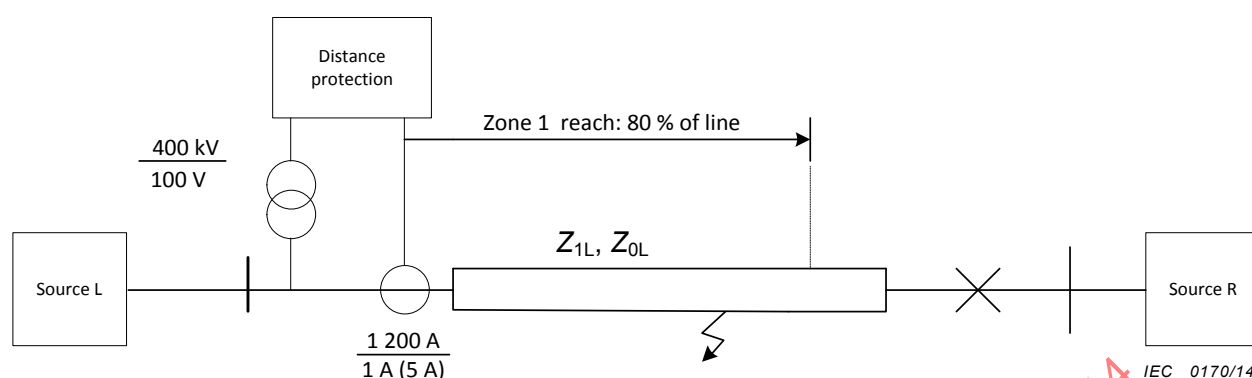


Figure 54 – Network model for single line tests

The following system data are used for the network model:

System voltage = 400 kV;

System frequency = 50 Hz and 60 Hz (the impedance data provided here is applicable for both 50 Hz and 60 Hz);

VT: 400 kV/100 V;

CT: 1 200 A/1 A or 1 200 A/5 A.

All impedance data are specified in primary ohms.

Line data

Voltage level = 400 kV; two line lengths (long and short) are considered:

Long line data

Length = 100 km

$$Z_{1L} = R_{1L} + jX_{1L} = (3,184 + j36,36) \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (12,740 + j145,52) \Omega$$

Short line data

Length = 20 km

$$Z_{1L} = R_{1L} + jX_{1L} = (0,6368 + j7,272) \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (2,548 + j29,104) \Omega$$

Source impedance data

Two types of sources (S_1 and S_2) are considered:

S_1 (non homogeneous source) with the following data:

$$Z_1 = (1 + j30) \Omega, \quad Z_0 = (1 + j30) \Omega$$

S_2 (homogeneous source) with the following data:

$$Z_1 = (1 + j7) \Omega, \quad Z_0 = (1 + j21) \Omega$$

Distance protection function settings

Reactive reach: shall be around 80 % of the line length with instantaneous operate time.
Fault resistance coverage: according to manufacturer calculation.

All settings shall be calculated by the manufacturer and declared in the report.
The settings for the long line and for the short line cannot be changed while performing the tests.

Fault types

Line to earth fault (shown in Figure 55), L1N with fault resistance, $RF_{LN} = 10 \Omega$

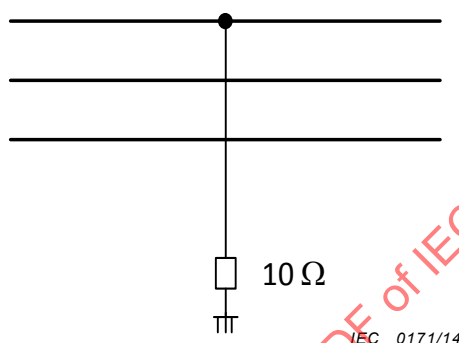


Figure 55 – Line to earth fault

Line-to-line fault (shown in Figure 56), L2L3 fault resistance (RF_{LL}) = 5 Ω (line to line).

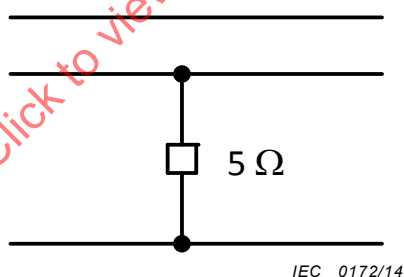


Figure 56 – Line to line fault

Line-to-line to earth fault (shown in Figure 57), L2L3N fault resistance (RF_{LLN}) = 2,5 Ω , 2,5 Ω , 7,5 Ω .

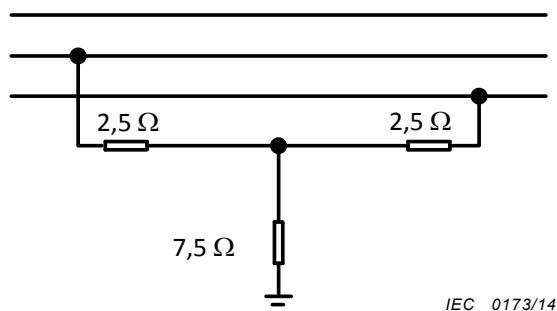


Figure 57 – Line to line to earth fault

Three-phase fault (shown in Figure 58), L1L2L3 fault resistance, 0 Ω .

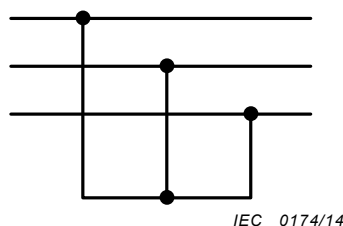


Figure 58 – Three-phase fault

Fault position

Fault positions are indicated in the Tables 26 to 29. Fault position –0 % indicates a close in fault in the reverse direction, fault position +0 % indicates a close in fault in the forward direction and a fault position of 100 % indicates a fault on the remote bus.

Local CB behaviour

Three-phase trip relay tests

As soon as a relay trip is received, local CB will open all three phases after 40 ms.

Single-phase trip relay tests

For single phase faults: local CB opens the faulty phase after 40 ms from single phase trip command reception. If received trip command is three-phase, the CB will open all three phases after 40 ms.

Remote CB behavior

Three-phase trip relay tests

For the remote end, a correctly working relay with 20 ms tripping time and a breaker with 40 ms operating time is assumed. This will result in an opening of all three phases after 60 ms from fault inception for all faults in the first zone (80 % of the line) of the remote end relay and after 300 ms for all faults in zone 2 of the remote end relay.

Single-phase trip relay tests

For the remote end, a correctly working relay with 20 ms tripping time and a breaker with 40 ms operating time is assumed. This will result in a correct (single or three-phase depending on fault type) trip after 60 ms from fault inception for all faults in the first zone (80 % of the line) of the remote end relay and a three-phase trip after 300 ms for all faults in zone 2 of the remote end relay.

Other test conditions

Other test conditions are as follows.

- One rated frequency (according to manufacturer choice). One relay rated current (preferred 1 A rated current).
- A fault inception angle (see Annex J) of 45° shall be chosen for all test cases. Only one test is needed for each fault number (1 to 137 as indicated in the following tables).
- The fault current (and/or load current) is interrupted (for instance when simulating the circuit breaker opening) at its next zero crossing. As a result, the related voltages will be removed when the current reaches zero.

6.6.1.2 Tests without pre-fault load

Tests to be performed are shown in Table 26.

6.6.1.3 Tests with pre fault load

Two load conditions will be considered:

- exporting load (source L to R): full load of the line. $S = 1\,200\text{ A} \times 400\text{ kV} \times \sqrt{3}$ (approx. 830 MVA);
- importing load (source R to L): full load of the line. $S = 1\,200\text{ A} \times 400\text{ kV} \times \sqrt{3}$ (approx. 830 MVA).

The load current is simulated by the following procedure.

- Set magnitude of voltage of both generators to 400 kV.
- Set the initial angle of the generator which sends the power to lead the other generator as follows:

long line:

single line 22°, with a magnitude of current 1 198 A;

parallel lines 13°, with a magnitude of current 1 179 A;

short line

single line 17°, with a magnitude of current 1 235 A;

parallel lines 12°, with a magnitude of current 1 186 A.

Table 26 – Tests without pre-fault load

Fault no.	Line type	Left source	Right source	Fault type	Fault position
1	Long	S1	S2	L1N	70 %
2	Long	S1	S2	L1N	90 %
3	Long	S1	S2	L1L2	70 %
4	Long	S1	S2	L1L2	90 %
5	Long	S1	S2	L1L2N	70 %
6	Long	S1	S2	L1L2N	90 %
7	Long	S1	S2	L1L2L3	–0 %
8	Long	S1	S2	L1L2L3	+0 %
9	Long	S2	S1	L1N	70 %
10	Long	S2	S1	L1N	90 %
11	Long	S2	S1	L1L2	70 %
12	Long	S2	S1	L1L2	90 %
13	Long	S2	S1	L1L2N	70 %
14	Long	S2	S1	L1L2N	90 %
15	Long	S2	S1	L1L2L3	–0 %
16	Long	S2	S1	L1L2L3	+0 %
17	Short	S1	S2	L1N	70 %
18	Short	S1	S2	L1N	90 %
19	Short	S1	S2	L1L2	70 %
20	Short	S1	S2	L1L2	90 %
21	Short	S1	S2	L1L2N	70 %
22	Short	S1	S2	L1L2N	90 %

Fault no.	Line type	Left source	Right source	Fault type	Fault position
23	Short	S2	S1	L1N	70 %
24	Short	S2	S1	L1N	90 %
25	Short	S2	S1	L1L2	70 %
26	Short	S2	S1	L1L2	90 %
27	Short	S2	S1	L1L2N	70 %
28	Short	S2	S1	L1L2N	90 %

Tests to be performed are shown in Table 27.

In the test cases with a fault position of 100 %, a fault on the remote bus is assumed. In this case, no trip of the remote end relay is assumed. The fault duration is assumed to be 300 ms.

Table 27 – Tests with pre-fault load

Fault no.	Line type	Left source	Right source	Load direction at relay	Fault type	Fault position
29	Long	S1	S2	Export	L1N	–0 %
30	Long	S1	S2	Export	L1N	+0 %
31	Long	S1	S2	Export	L1N	50 %
32	Long	S1	S2	Export	L1N	70 %
33	Long	S1	S2	Export	L1N	100 %
34	Long	S1	S2	Export	L1L2	–0 %
35	Long	S1	S2	Export	L1L2	+0 %
36	Long	S1	S2	Export	L1L2	50 %
37	Long	S1	S2	Export	L1L2	70 %
38	Long	S1	S2	Export	L1L2	100 %
39	Long	S1	S2	Export	L1L2L3	–0 %
40	Long	S1	S2	Export	L1L2L3	+0 %
41	Long	S1	S2	Export	L1L2L3	50 %
42	Long	S1	S2	Export	L1L2L3	70 %
43	Long	S1	S2	Export	L1L2L3	100 %
44	Short	S1	S2	Export	L1N	–0 %
45	Short	S1	S2	Export	L1N	+0 %
46	Short	S1	S2	Export	L1N	50 %
47	Short	S1	S2	Export	L1N	70 %
48	Short	S1	S2	Export	L1N	100 %
49	Short	S1	S2	Export	L1L2	–0 %
50	Short	S1	S2	Export	L1L2	+0 %
51	Short	S1	S2	Export	L1L2	50 %
52	Short	S1	S2	Export	L1L2	70 %
53	Short	S1	S2	Export	L1L2	100 %
54	Short	S1	S2	Export	L1L2L3	–0 %
55	Short	S1	S2	Export	L1L2L3	+0 %
56	Short	S1	S2	Export	L1L2L3	50 %
57	Short	S1	S2	Export	L1L2L3	70 %

Fault no.	Line type	Left source	Right source	Load direction at relay	Fault type	Fault position
58	Short	S1	S2	Export	L1L2L3	100 %
59	Long	S1	S2	Import	L1N	–0 %
60	Long	S1	S2	Import	L1N	+0 %
61	Long	S1	S2	Import	L1N	50 %
62	Long	S1	S2	Import	L1N	70 %
63	Long	S1	S2	Import	L1N	100 %
64	Long	S1	S2	Import	L1L2	–0 %
65	Long	S1	S2	Import	L1L2	+0 %
66	Long	S1	S2	Import	L1L2	50 %
67	Long	S1	S2	Import	L1L2	70 %
68	Long	S1	S2	Import	L1L2	100 %
69	Long	S1	S2	Import	L1L2L3	–0 %
70	Long	S1	S2	Import	L1L2L3	+0 %
71	Long	S1	S2	Import	L1L2L3	50 %
72	Long	S1	S2	Import	L1L2L3	70 %
73	Long	S1	S2	Import	L1L2L3	100 %
74	Short	S1	S2	Import	L1N	–0 %
75	Short	S1	S2	Import	L1N	+0 %
76	Short	S1	S2	Import	L1N	50 %
77	Short	S1	S2	Import	L1N	70 %
78	Short	S1	S2	Import	L1N	100 %
79	Short	S1	S2	Import	L1L2	–0 %
80	Short	S1	S2	Import	L1L2	+0 %
81	Short	S1	S2	Import	L1L2	50 %
82	Short	S1	S2	Import	L1L2	70 %
83	Short	S1	S2	Import	L1L2	100 %
84	Short	S1	S2	Import	L1L2L3	–0 %
85	Short	S1	S2	Import	L1L2L3	+0 %
86	Short	S1	S2	Import	L1L2L3	50 %
87	Short	S1	S2	Import	L1L2L3	70 %
88	Short	S1	S2	Import	L1L2L3	100 %

6.6.2 Double infeed tests for parallel lines (without mutual inductance)

6.6.2.1 System data and settings

Network model for double line tests is shown in Figure 59.

- All line data and setting rules will be the same as in single line test.
- Only the long lines will be considered. No pre-fault load is considered apart from current reversal tests.
- No mutual coupling of the parallel lines will be considered.
- To reduce the testing complexity for all double infeed tests with parallel lines, only faults with a zero fault resistance are considered. Fault resistance was considered in other subclauses.

Local CB behavior

Three-phase trip relay tests

As soon as a relay trip is received, the local CB will open all the three phases after 40 ms.

Single-phase trip relay tests

For single phase faults: local CB opens the faulty phase after 40 ms from single phase trip command reception. If received trip command is three-phase, the CB will open the three phases after 40 ms.

Remote CB behavior**Three-phase trip relay tests**

For the remote end, a correctly working relay with 20 ms tripping time and a breaker with 40 ms operating time is assumed. This will result in an opening of all three phases after 60 ms from fault inception for all faults in the first zone (80 % of the line) of the remote end relay and after 300 ms (typical time delay setting for zone 2 plus the circuit breaker operating time) for all faults in zone 2 of the remote end relay.

Single-phase trip relay tests

For the remote end, a correctly working relay with 20 ms tripping time and a breaker with 40 ms operating time is assumed. This will result in a correct (single or three-phase depending on fault type) trip after 60 ms from fault inception for all faults in the first zone (80 % of the line) of the remote end relay and a three-phase trip after 300 ms for all faults in zone 2 of the remote end relay.

Behavior of parallel line CBs

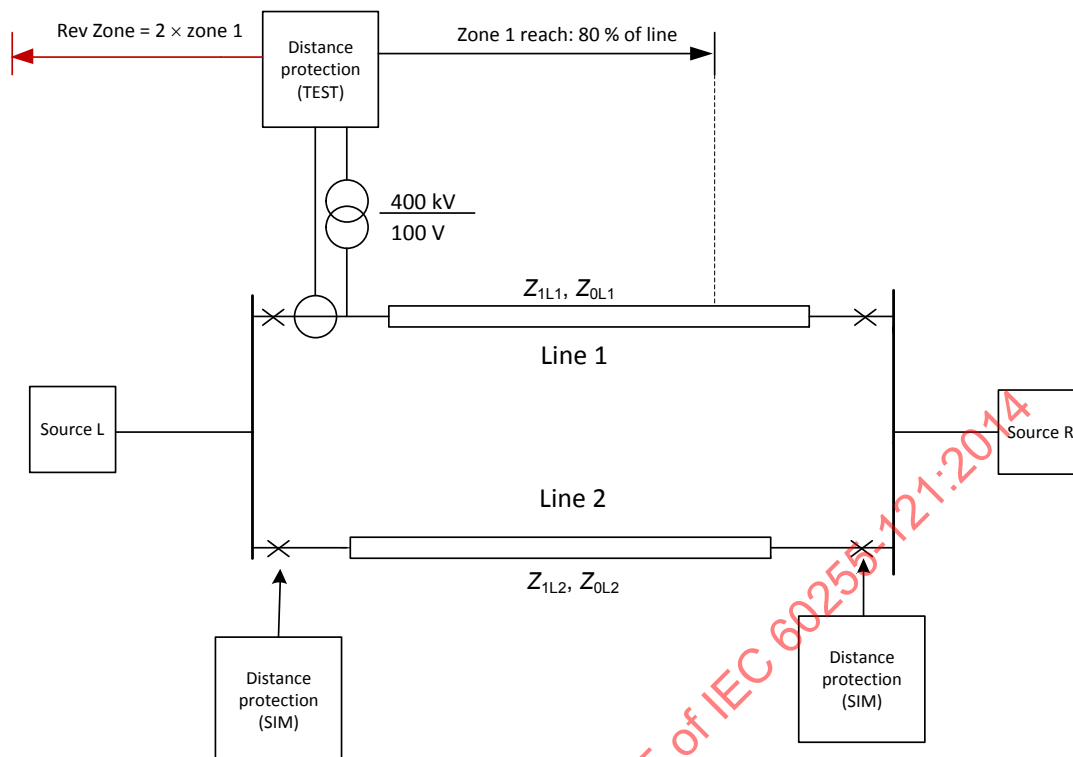
Correct behavior of all parallel line protection relays is assumed. Any trip signal will open the breaker 60 ms (20 ms relay + 40 ms breaker) after fault inception. The trip will be single pole if the relay under test is a single pole trip relay and if the fault type allows a single pole trip.

Other test conditions

Other test conditions are as follows:

- one rated frequency (according to manufacturer choice);
- one relay rated current (preferred 1 A rated current).

The fault current (and/or load current) is interrupted (for instance when simulating the circuit breaker opening) at its next zero crossing; as a consequence, the related voltages will be removed when the current has disappeared.



IEC 0175/14

Figure 59 – Network model for parallel lines tests

6.6.2.2 Current reversal test

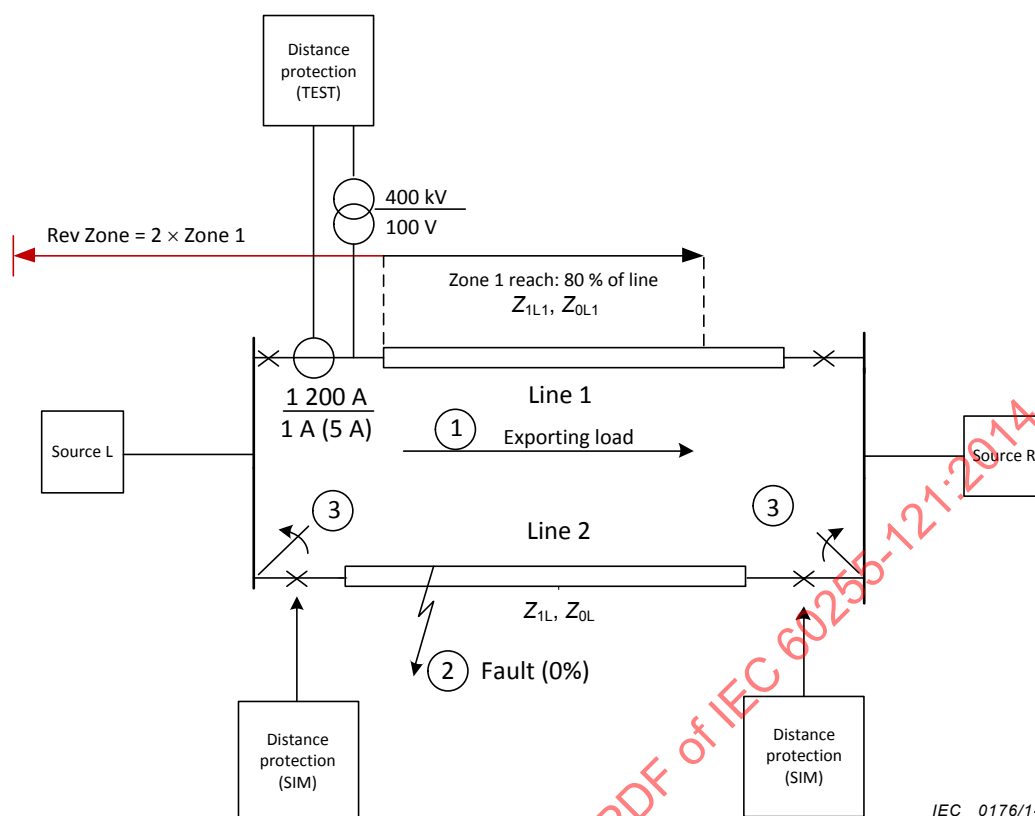
The network model for current reversal test is shown in Figure 60.

- 1) A pre-fault exporting load is established for both lines at 450 MVA each.
- 2) The fault occurs on line 2 (0 %). The fault is seen in reverse direction by the relay under test.
- 3) A correct trip (breaker opening 60 ms after fault inception for zone 1 faults and 300 ms for zone 2 faults) by the relays on the parallel line is simulated.
- 4) The double exported load flow (900 MVA) continues on line 1 (healthy line).
- 5) Monitor and report the relay behaviour (the relay under test is not expected to trip in forward zone).

Tests to be performed are shown in Table 28.

Table 28 – Current reversal test

Fault no.	Left source	Right source	Fault type	Fault on line:	Fault position
89	S1	S2	L1N	2	+0 %



IEC 0176/14

Figure 60 – Network model for current reversal test

6.6.2.3 Evolving faults (only one line affected)

No pre-fault load is considered. Tests to be performed are shown in Table 29.

Table 29 – Evolving faults (only one line affected)

Fault no.	Left source	Right source	1st fault	2nd fault:	Time difference	Fault position
90	S1	S2	L1N	L1L2N	10 ms	+0 %
91	S1	S2	L1N	L1L2N	30 ms	+0 %
92	S1	S2	L1N	L1L2N	200 ms	+0 %
93	S1	S2	L1N	L1L2N	10 ms	70 %
94	S1	S2	L1N	L1L2N	30 ms	70 %
95	S1	S2	L1N	L1L2L3	10 ms	+0 %
96	S1	S2	L1N	L1L2L3	30 ms	+0 %
97	S1	S2	L1N	L1L2L3	200 ms	+0 %
98	S1	S2	L1N	L1L2L3	10 ms	70 %
99	S1	S2	L1N	L1L2L3	30 ms	70 %

6.6.2.4 Evolving faults (both lines affected)

Table 30 shows the different tests for evolving faults affecting both lines.

Table 30 – Evolving faults (both lines affected)

Fault no.	Left source	Right source	1 st fault	1 st fault on line	2 nd fault:	2 nd fault on line	Time difference	Fault position
100	S1	S2	L1N	1	L2N	2	10 ms	+0 %
101	S1	S2	L1N	1	L2N	2	30 ms	+0 %
102	S1	S2	L1N	1	L2N	2	200 ms	+0 %
103	S1	S2	L1N	1	L2N	2	10 ms	70 %
104	S1	S2	L1N	1	L2N	2	30 ms	70 %
105	S1	S2	L1N	1	L1L2L3	2	10 ms	+0 %
106	S1	S2	L1N	1	L1L2L3	2	30 ms	+0 %
107	S1	S2	L1N	2	L2N	1	10 ms	+0 %
108	S1	S2	L1N	2	L2N	1	30 ms	+0 %
109	S1	S2	L1N	2	L2N	1	200 ms	+0 %
110	S1	S2	L1N	2	L2N	1	10 ms	70 %
111	S1	S2	L1N	2	L2N	1	30 ms	70 %
112	S1	S2	L1N	2	L1L2L3	1	10 ms	+0 %
113	S1	S2	L1N	2	L1L2L3	1	30 ms	+0 %
114	S1	S2	L1N	2	L1L2L3	1	200 ms	+0 %
115	S2	S1	L1N	1	L2N	2	10 ms	+0 %
116	S2	S1	L1N	1	L2N	2	30 ms	+0 %
117	S2	S1	L1N	1	L2N	2	200 ms	+0 %
118	S2	S1	L1N	1	L2N	2	10 ms	70 %
119	S2	S1	L1N	1	L2N	2	30 ms	70 %
120	S2	S1	L1N	1	L1L2L3	2	10 ms	+0 %
121	S2	S1	L1N	1	L1L2L3	2	30 ms	+0 %
122	S2	S1	L1N	1	L1L2L3	2	200 ms	+0 %
123	S2	S1	L1N	2	L2N	1	10 ms	+0 %
124	S2	S1	L1N	2	L2N	1	30 ms	+0 %
125	S2	S1	L1N	2	L2N	1	200 ms	+0 %
126	S2	S1	L1N	2	L2N	1	10 ms	70 %
127	S2	S1	L1N	2	L2N	1	30 ms	70 %
128	S2	S1	L1N	2	L1L2L3	1	10 ms	+0 %
129	S2	S1	L1N	2	L1L2L3	1	30 ms	+0 %
130	S2	S1	L1N	2	L1L2L3	1	200 ms	+0 %

6.6.3 Reporting of double infeed test results

For all tests defined in 6.6, the following test results shall be published for zone 1:

- timing of the operate (trip) signals (phase selective if applicable) in ms after fault inception (1st fault);

- timing of the non-directional start signals (three phases and ground) in ms after fault inception if start signals are present; depending on relay design/possibilities, start signals can be the starting signals of the independent impedance protection zone and/or starting signals from the starting/phase selection elements.

The test results shall be published for zone 1 as shown in Table 31.

Table 31 – Double infeed test results

Fault no.	Test description	Description	Operate L1 (ms)	Operate L2 (ms)	Operate L3 (ms)	Start L1 (ms)	Start L2 (ms)	Start L3 (ms)	Start ground (ms)	Comment
1	L1N, 70 % long	Fast trip L1	20 ms	-	-	20 ms	-	-	20 ms	--
2	L1N, 70 % long	Fast trip L1	...							--
3	...									
4	...									

7 Documentation requirements

7.1 Type test report

The type test report for the functional elements described in this standard shall be in accordance with the IEC 60255-1. As a minimum the following aspects shall be recorded.

- Test equipment: this shall include details of the equipment/function under test as well as the equipment used to perform the testing along with test equipment accuracy. Specific details such as firmware version, full model number, calibration dates, etc. shall be recorded.
- Functional block diagram showing the conceptual operation of the element including interaction of all binary input and output signals with the function.
- Details of the input energizing quantity and the type of measurement being used by the function.
- Details of the available functional characteristics and time delay characteristics for both operating and resetting states that have been implemented in the function.
- The manufacturer shall provide the setting range of all settable parameters related to distance protection function.
- For each settable parameter a complete description shall be available. It shall be indicated if the setting value is expressed in ohms/loop or ohms/phase (if the setting itself allows this interpretation, otherwise the physical meaning of the setting shall be clearly stated). Conventionally it is assumed that positive sequence, negative sequence and zero sequence impedances (and any of their percentages) are expressed in ohms/phase.
- It shall also be indicated if settings are expressed in primary or secondary values or in per unit basis.
- All the tests described in Clause 6, along with the specified format, shall be published in the type test report.
- Annex C provides a setting example for a radial feeder. The manufacturer as a minimum shall provide the settings for the equipment in order to fulfil the requirements given in Annex C.

7.2 Documentation

The relay technical documentation available for the user shall contain all the information requested in this standard (Clauses 4 and 5), that is not included into the type test report.

Annex A (informative)

Impedance characteristics

A.1 Overview

A.1.1 General

The impedance characteristics described in this annex are an abstract representation of the most commonly used distance protection characteristics. They define a superset of setting parameters that define the operating area of the characteristic.

The names of all setting parameters are based on the abbreviated names defined in IEC 61850-7-4.

A.1.2 Non-directional circular characteristic

The non-directional circular characteristic is the simplest impedance characteristic. The impedance reach (**ImpRch**) setting defines an operational area which is a circle with a radius equal to the **ImpRch** setting and centre at the origin of the impedance plane.

Since many of the applications of distance protection require directionality, in many cases the circular characteristic is supervised by a directional element with a directional characteristic angle setting of **DirChrAng** shown in Figure A.1.

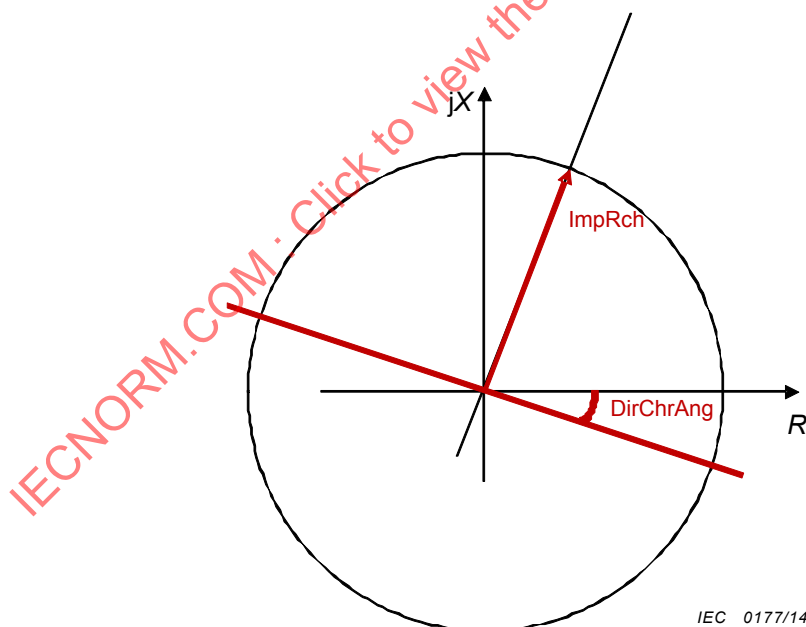


Figure A.1 – Non-directional circular characteristic with directional supervision

A.1.3 MHO characteristic

The MHO characteristic is one of the most commonly used and can have several different attributes depending on the design. The shape of the characteristic to be tested depends on the setting attributes, as well as the polarizing method used.

Most commonly used polarizing methods are self-polarized, cross polarized, memory polarized and offset MHO characteristics.

While in conventional electromechanical relays the MHO characteristic is a circle, in microprocessor based relays in order to achieve better performance under different conditions the MHO circle is used with additional blinders.

The characteristic used here should accommodate all characteristics in use as shown in Figure A.2.

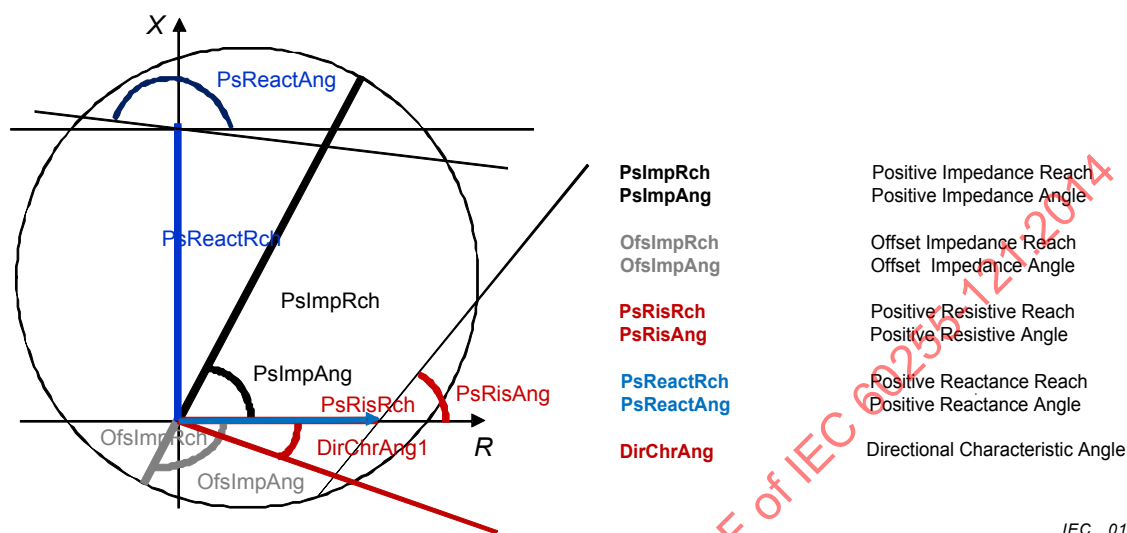


Figure A.2 – MHO characteristic

Polar reach

PsImpRch: The polar reach defines the reach of the MHO circle and corresponds to the percentage of line impedance which is protected by the zone. For MHO circles without offset, this represents the diameter of the circle. The reach is set with the two parameters:

- **PsImpRch** and the **PsImpAng** are the two settings that define the polar reach.
- **PsImpAng** is measured from the positive *R*-axis counter clockwise.

Offset

For setting an offset on the MHO circle the two parameters **OfsImpRch** and **OfsImpAng** are used. **OfsImpAng** is measured from the positive *R*-axis counter clockwise.

Blinders

In some relays the MHO characteristic is combined with blinders which will limit the resistive reach as well as the reactive reach of the MHO characteristic. The positive resistive blinder is built by a line which crosses the *R*-axis at **PsRisRch**. The slope of the resistive blinder is set with the setting via **PsRisAng**. **PsRisAng** is measured counter clockwise from the *R*-axis. The area right from the blinder is excluded from the operating area.

Resistive reach scaling (loop based or phase based) needs to be identified.

The negative resistive blinder is built by a line which crosses the *R*-axis at **NgRisRch**. The slope of the resistive blinder is set with the setting via **NgRisAng**. **NgRisAng** is measured counter clockwise from the *R*-axis. The area left from the blinder is excluded from the operating area.

The reactive reach blinder is built by a line which crosses the *X*-axis at **PsReactRch**.

The slope of the reactive blinder is set with the setting via **PsReactAng**. **PsReactAng** is measured counter clockwise from the horizontal. The area above the blinder is excluded from the operating area as shown in Figure A.2.

PsImpRch is the impedance reach of the bend point – the point on the horizontal line going through the impedance reach tip where in some relays the reactive reach line can bend or tilt.

PsImpAng is the impedance angle with respect to the *R*-axis.

ImpRad is the radius of a circle with the centre at the impedance point – the midpoint of the line between **PsImpRch** and **OfsImpRch** points on the circle.

ImpAdd indicates if this adds to or subtracts from the operating area of the characteristic (True/False).

An active quadrant may be needed in some cases to limit the operating area of the distance characteristic.

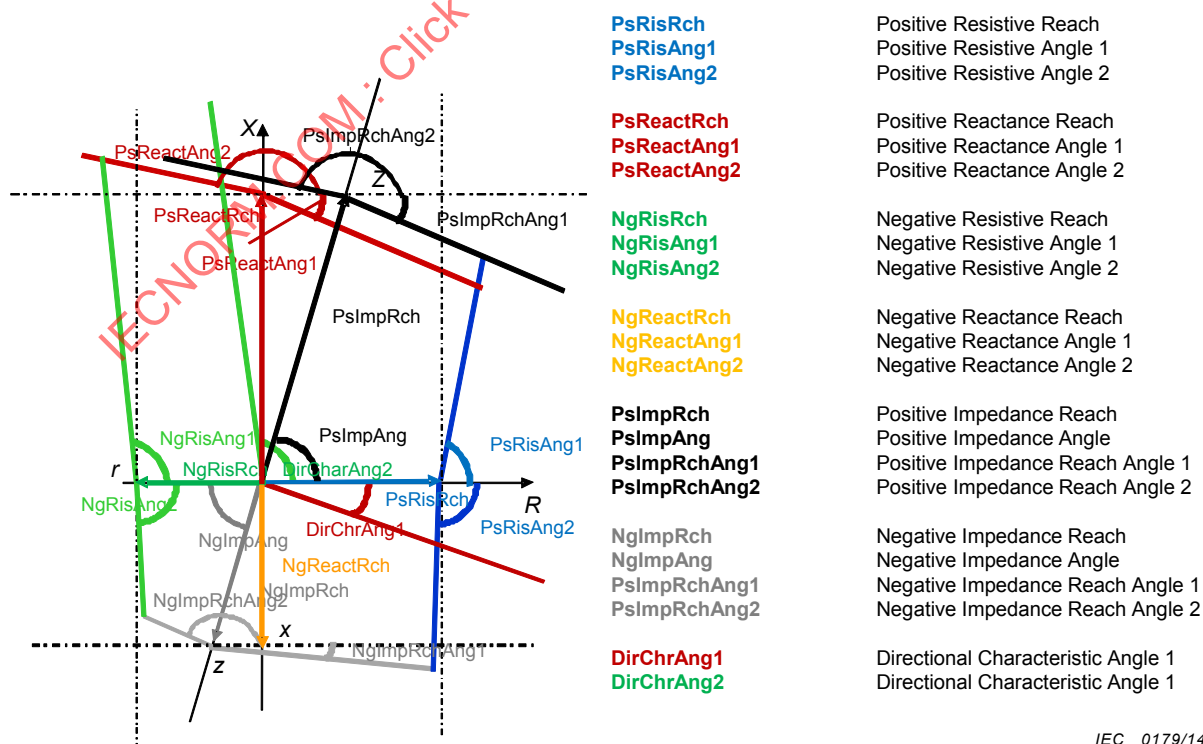
Polarization method

In many relays the polarization method is fixed. On other relays the polarization method is dynamically selected based on certain conditions. The standard parameter set cannot describe this internal selection logic. However, the settings needed to set the polarization method(s) can be described here.

A.1.4 Quadrilateral/polygonal

Quadrilateral/polygonal is a characteristic that is used in many multifunctional transmission line protection relays. It can have a different shape depending on the basic shape, number of lines used and the settings of the relay.

The characteristic described in this annex as shown in Figure A.3 is an abstract characteristic that can be used to represent most existing quadrilateral/polygonal characteristics using a subset of the characteristic elements defined.



IEC 0179/14

Figure A.3 – Quadrilateral/polygonal characteristics

PsRisRch	Positive Resistive Reach – defines the positive resistive reach to limit the coverage for fault resistance and at the same time to limit the encroachment of the load impedance into the characteristic. The setting determines the reach on the <i>R</i> -axis.
PsRisAng1	Positive Resistive Angle in the first quadrant. This angle is measured counter clockwise from the <i>R</i> -axis. The area right from the blinder is excluded from the operating area.
PsRisAng2	Positive Resistive Angle in the fourth quadrant. This angle is measured clockwise from the <i>R</i> -axis.
PsReactRch	Positive Reactance Reach – defines the positive reactive reach to limit the coverage for fault reactance. The setting determines the reach on the <i>X</i> -axis.
PsReactAng1	Positive Reactance Angle 1 to the right of the line impedance. This angle is measured clockwise from the horizontal line going through the reactive reach on the <i>X</i> -axis. The area above the line is excluded from the operating area.
PsReactAng2	Positive Reactance Angle 2 to the left of the line impedance. This angle is measured counter clockwise from the horizontal line going through the reactive reach on the <i>X</i> -axis. The area above the line is excluded from the operating area.
NgRisRch	Negative Resistive Reach – defines the negative resistive reach. The setting determines the reach on the <i>R</i> -axis.
NgRisAng1	Negative Resistive Angle 1 in the second quadrant. This angle is measured counter clockwise from the <i>R</i> -axis. The area left from the blinder is excluded from the operating area.
NgRisAng2	Negative Resistive Angle 2 in the third quadrant. This angle is measured counter clockwise from the <i>R</i> -axis. The area left from the blinder is excluded from the operating area.
NgReactRch	Negative Reactance Reach – defines the reactance reach in the reverse direction.
NgReactAng1	Negative Reactance Angle 1. This angle is measured clockwise from the horizontal line going through the negative reactance reach on the <i>X</i> -axis. The area below the line is excluded from the operating area.
NgReactAng2	Negative Reactance Angle 2. This angle is measured clockwise from the horizontal line going through the negative reactance reach on the <i>X</i> -axis. The area below the line is excluded from the operating area.
PsImpRch	Is the impedance reach of the quadrilateral/polygonal characteristic. In many cases the impedance or reactive reach line is a horizontal line. In some relays it also can be the bend point – the point on the horizontal line going through the impedance reach tip where the reactive reach line can bend or tilt with an RslmpRchAng angle. In some relays there can be one tilt angle on the right of the impedance line (PsImpRchAng1) and another tilt angle on the left of the impedance line (PsImpRchAng2). The reactive reach line can also tilt instead at the intersection of the reactance axis <i>X</i> and the reactive reach line. The tilt in this case will be defined by PsReactAng1 and in some cases PsReactAng2 . The same may apply on the negative reach of the quadrilateral/polygonal characteristic.
PsImpAng	Positive Impedance Characteristic Angle – this is the line impedance angle in the forward direction (first quadrant). This angle is measured counter clockwise from the positive <i>R</i> -axis.
NgImpAng	Negative Impedance Characteristic Angle – this is the impedance angle in the reverse direction (third quadrant). This angle is measured counter clockwise from the negative <i>R</i> -axis.

- DirChrAng1** Directional Characteristic Angle 1 – this is the directional characteristic angle in the fourth quadrant. This angle is measured counter clockwise from the positive R -axis.
- DirChrAng2** Directional Characteristic Angle 2 – this is the directional characteristic angle in the second quadrant. This angle is measured counter clockwise from the positive R -axis.

A.2 Example characteristics

A.2.1 General

The following are examples based on the models described above.

A.2.2 Non-directional circular characteristic (ohm)

The non-directional circular characteristic is shown in Figure A.4.

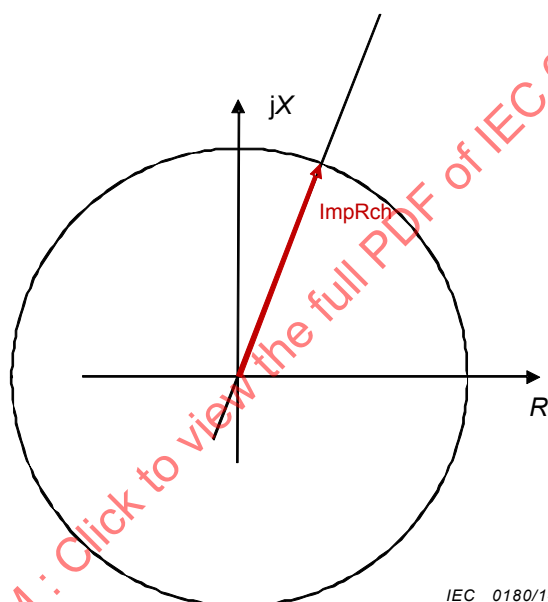


Figure A.4 – Non-directional circular characteristic (ohm)

The following setting is applicable to this characteristic:

- **ImpRch** is the setting of the distance element.

A.2.3 Reactive reach line characteristic

The reactive reach line characteristic is shown in Figure A.5.

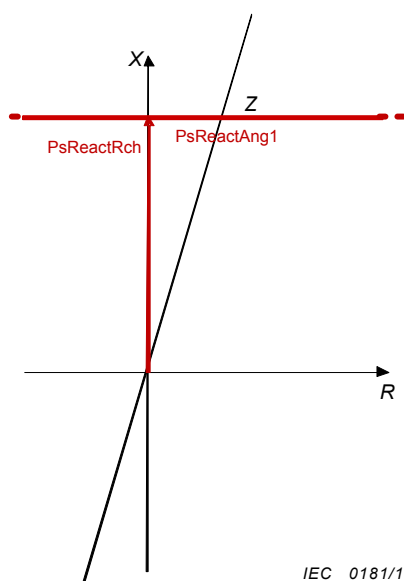


Figure A.5 – Reactive reach line characteristic

The following settings are applicable to this characteristic:

- **PsReactRch** is the Positive Reactance Reach setting of the relay.
- **PsReactAng1** in the case of a horizontal line will be zero.

A.2.4 MHO characteristic

The MHO characteristic is shown in Figure A.6.

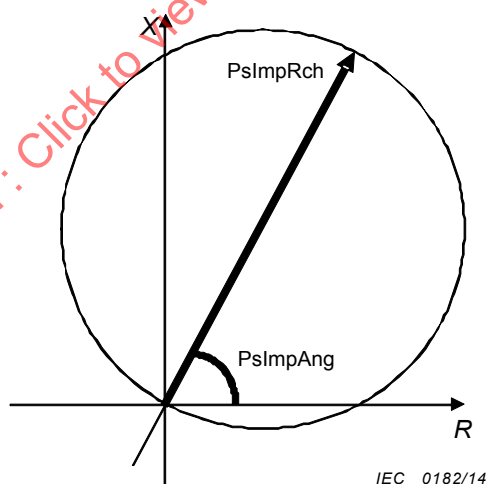


Figure A.6 – MHO characteristics

The following settings are applicable to this characteristic:

- **PsImpRch** is the impedance reach setting of the distance element.
- **PsImpAng** is the characteristic angle.

A.2.5 Resistive and reactive intersecting lines characteristic

Resistive and reactive intersecting lines characteristic is shown in Figure A.7.

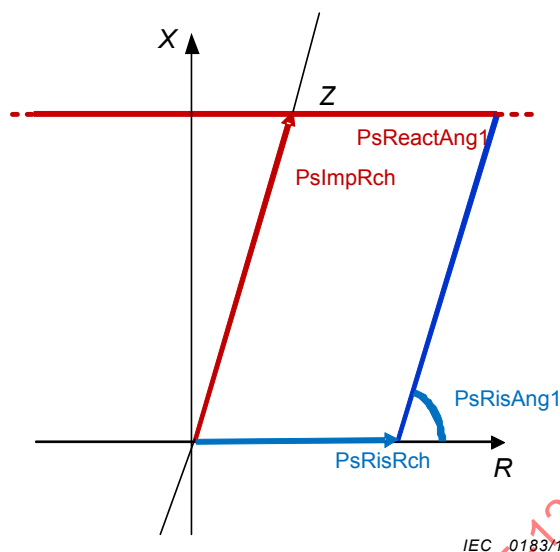


Figure A.7 – Resistive and reactive intersecting lines characteristics

The following settings are applicable to this characteristic.

- **PsImpRch** is the positive impedance reach setting of the relay.
- **PsReactAng1** in the case of a horizontal line will be zero.
- **PsRisRch** is the resistive reach setting of the relay.
- **PsRisAng1** is the angle of the positive resistive blinder.

A.2.6 Offset MHO characteristic.

The offset MHO characteristic is shown in Figure A.8.

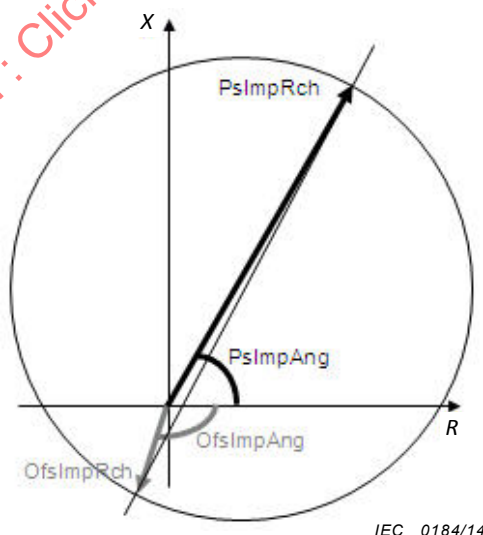


Figure A.8 – Offset MHO

The following settings are applicable to this characteristic.

- **PsImpRch** is the impedance reach setting of the distance element.
- **PsImpAng** is the characteristic angle.

- **OfsImpRch** is the offset impedance reach setting of the distance element.
- **OfsImpAng** is the offset characteristic angle.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014

Annex B (informative)

Informative guide for the behaviour of timers in distance protection zones for evolving faults

The relay manufacturer is requested to describe how the timers for different distance protection zones are working together in order to facilitate the time coordination of time delayed back-up zones among relays designed with different philosophies. In this annex, two practical examples are mentioned and explained.

- 1) The same fault type evolves from one distance protection zone into another distance protection zone.

The sequence of events is that at $t = 0$ ms the fault starts in the time delayed zone 3 (with 800 ms operate time) and at $t = 200$ ms the same fault type will evolve into the time delayed zone 2 (with 400 ms operate time). The manufacturer should describe when the zone 2 of the distance protection will operate, considering $t = 0$ the beginning of the events. Figure B.1 shows graphically this condition on an impedance plane with the two distance protection zones (zone 2 and zone 3) are represented.

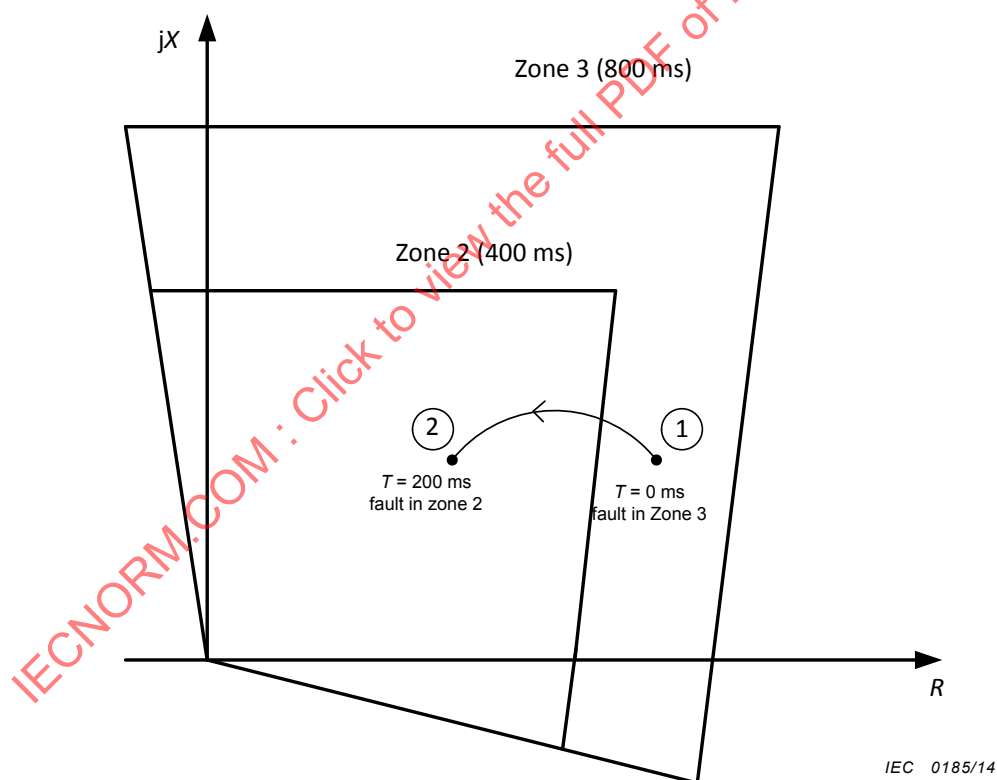


Figure B.1 – The same fault type evolving from time delayed zone 3 (position 1) into time delayed zone 2 (position 2) after 200 ms

If the timers of the zones are fully independent from each other, the distance protection zone 2 will operate after 600 ms from the first fault (which initially appeared in zone 3). If the timers of the zones are linked together, the zone 2 may operate instead after 400 ms from the first fault appearance in zone 3.

Depending on the design philosophy at least these two above mentioned behaviours are possible.

2) The fault within the same distance protection zone evolves into another fault-type.

For distance protection relays that are equipped with different timers for different fault types within the same protection zone, the condition that should be considered is when at $t = 0$ ms an earth-fault occurs in the time delayed zone 3 (with 800 ms operate time for phase-earth fault) and at $t = 200$ ms it evolves into a different fault type (three-phase fault), within zone 3 (that has a time delay of 400 ms operate time for three-phase faults). The manufacturer is requested to describe when the zone 3 of the relay will operate, considering the beginning of the events at time $t = 0$, the appearance of the first earth fault.

Figure B.2 shows an example of this condition in a graphical representation, where the time delayed zone 3 is shown on an impedance plane.

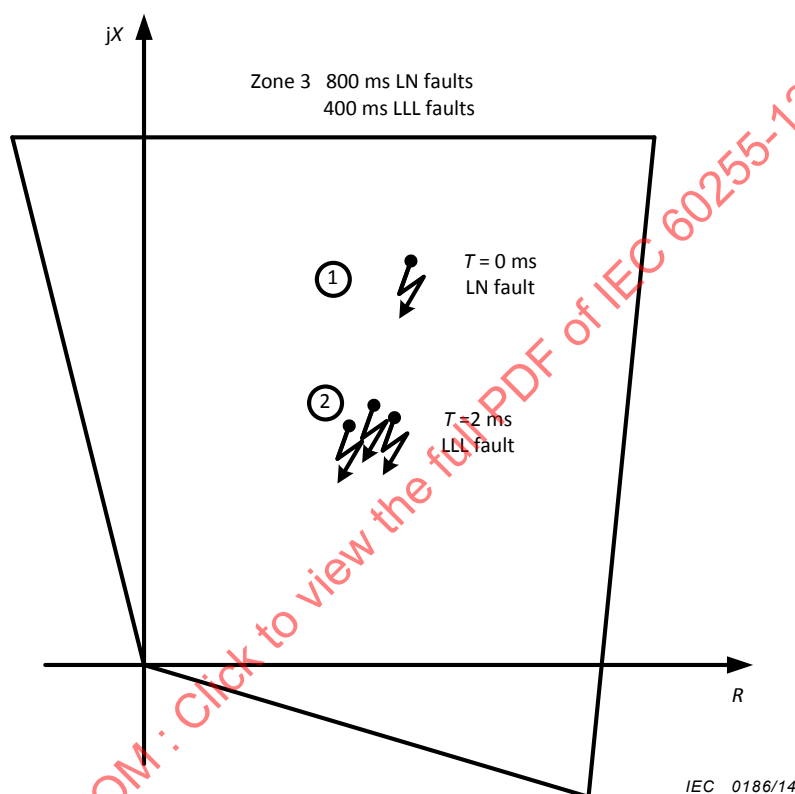


Figure B.2 – Phase to earth fault in time delayed zone 3 (position 1) evolving into three-phase fault in the same zone (position 2) after 200 ms

Also in this case at least the two following behaviours are possible: if the timers for different fault types in the distance protection zone are fully independent from each other, the zone 3 will operate after 600 ms from the first appearance of the phase-earth fault. If the timers for different fault types are “linked together”, the distance protection zone 3 may operate after 400 ms from the appearance of the first phase-earth fault.

Also in this case, depending on the design philosophy, at least the two above mentioned behaviours are possible.

Annex C

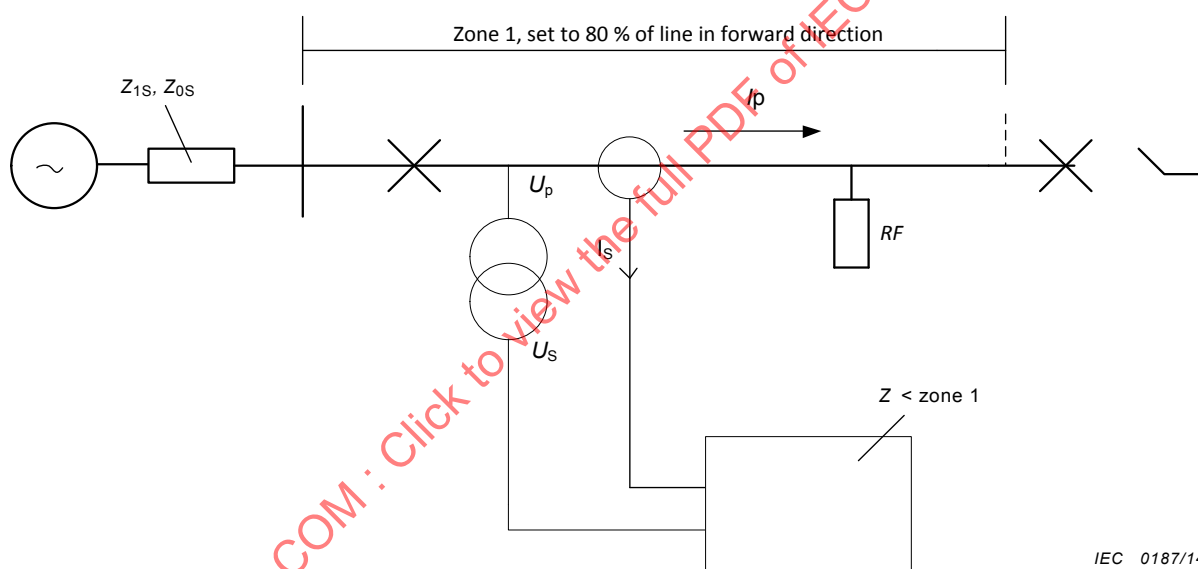
(normative)

Setting example

Manufacturers shall be required to provide a setting example based on the system defined in this annex. This will allow application and testing by eliminating the setting ambiguity from different relay manufacturers' philosophy.

Setting example for a radial feeder

Distance protection settings for instantaneous and forward direction zone 1 shall be selected to achieve the following three-phase radial feeder application as shown in Figure C.1. The example settings are selected to detect all LN, LL and LLL faults from 0 % to 80 % of the line length with zero fault resistance. Additionally, the settings are selected to detect resistive faults (LN and LL) at 50 % of the line length with fault resistance equal to or less than the values given in Figures C.2 and C.3. The selected settings shall correspond to the minimum values that satisfy the above mentioned conditions.



LINE: Protected line, Z_1 and Z_0 (positive and zero sequence impedances)

RF: Fault resistance covered at 50 % of the line for LN and LL faults

Figure C.1 – Setting example for a radial feeder

Referring to Figure C.1 the following data is selected for the radial feeder:

U_p primary nominal phase-phase voltage = 220 kV

I_p primary nominal line current = 1 200 A

U_s secondary nominal phase-phase voltage = 100 V

I_s secondary nominal current = 1 A and 5 A (to be used respectively for a 1 A and 5 A rated relays)

CT data: 1 200 A / 1 A (and 1 200 A / 5 A) grounded towards the protected line

VT data: $(220 \text{ kV}/\sqrt{3})/(100 \text{ V}/\sqrt{3})$

Primary line data:

Z_1 : line positive sequence impedance = $(2,8 + j30) \Omega$

Z_2 : line negative sequence impedance = Z_1

Z_0 : line zero sequence impedance = $(20 + j122) \Omega$

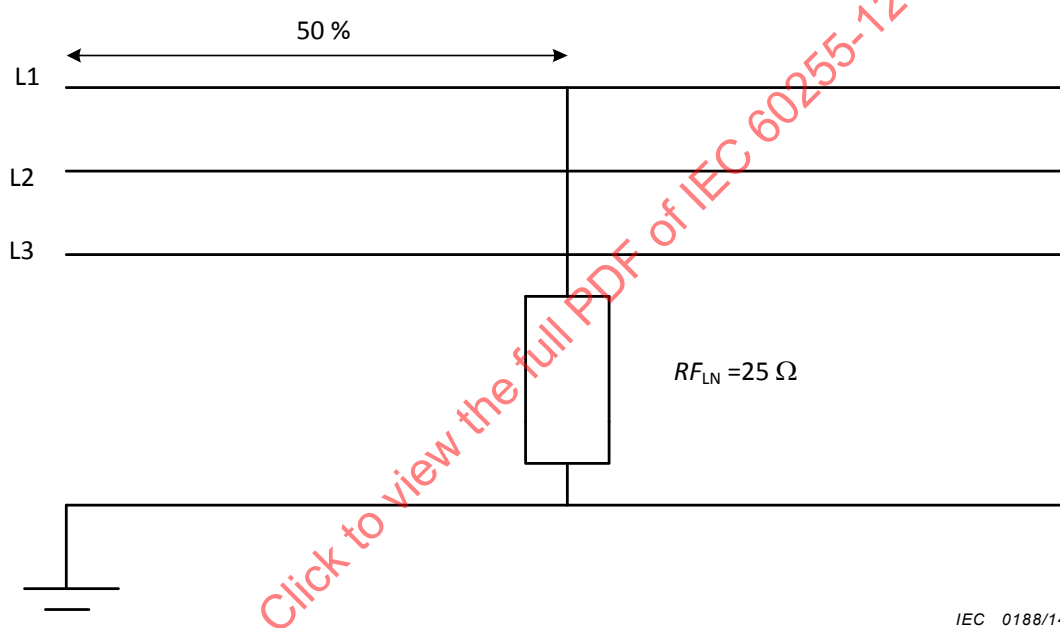
Primary source impedance data:

Z_{1S} : positive sequence source impedance = $(1 + j8) \Omega$

Z_{0S} : zero sequence source impedance = $(5 + j30) \Omega$

Fault resistance data, to be covered at 50 % of the line:

Phase-earth: $RF_{LN} = 25$ primary ohms, as shown in Figure C.2.



IEC 0188/14

Figure C.2 – Phase to earth fault (LN)

Phase-phase: $RF_{LL} = 15$ primary ohms, according to the Figure C.3.

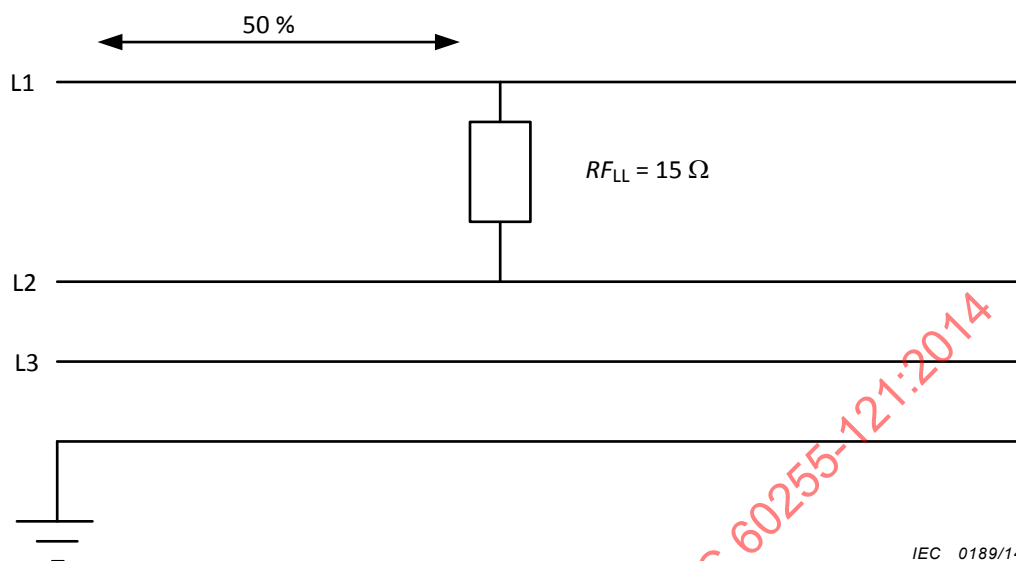


Figure C.3 – Phase to phase fault (LL)

Together with the settings, the manufacturer shall provide the related characteristic of zone 1 for LN, LL and LLL faults in the impedance plane.

Depending on relay flexibility/design it may not be possible to satisfy all the above conditions simultaneously. For instance some relays may not have the independent resistive reach settings for different fault types, or for circular characteristic relays it may not be possible to independently set the resistive reach from the reactive reach. In these cases the priority is given to the following actions.

- a) If only one resistive reach is settable in the relay, for all the fault types:
 - 1) setting calculation of the reactive reach (80 % of the line),
 - 2) setting calculation for the resistive reach for phase-earth faults (25 primary ohms),
 - 3) declaration of the primary phase-phase fault resistance covered by the relay for a fault at 50 % of the line with the settings to satisfy items 1) and 2).
- b) If the resistive reach is not independent from the reactive reach setting:
 - 1) setting calculation of the reactive reach (80 % of the line),
 - 2) declaration of the primary phase-earth fault resistance covered by the relay for a fault at 50 % of the line with the settings to satisfy item 1),
 - 3) declaration of the primary phase-phase fault resistance covered by the relay for a fault at 50 % of the line with the settings to satisfy item 1).

Annex D

(normative)

Calculation of mean, median and mode

D.1 Mean

The mean is the arithmetic average of a set of values, or distribution. The mean is calculated by adding up the collected data and dividing by the total number of data points.

D.2 Median

The median is the middle number of the sampled data. The median number of a finite list of data can be found by arranging all the data from the lowest to the highest and picking the middle sample. If there is an even number of observations then the median takes the average of the two middle values.

D.3 Mode

The mode of a data sample is the element that occurs most often in the collection. Where several values occur with the same frequency then the mode can be represented by more than one value.

D.4 Example

The distance protection function operate time is measured over ten samples:

34 ms, 31 ms, 35 ms, 31 ms, 43 ms, 31 ms, 38 ms, 39 ms, 48 ms, 31 ms

The mean is calculated as:

$$\frac{48 \text{ ms} + 39 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 35 \text{ ms} + 38 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 43 \text{ ms} + 34 \text{ ms}}{10} = 36,1 \text{ ms}$$

The median is calculated as follows.

Arranging the data in order the average of the 5th and 6th data point is 34,5 ms.

31ms, 31ms, 31ms, 31ms, 34ms, 35ms, 38ms, 39ms, 43ms, 48ms.

The mode is calculated as the most frequent data point which in this case is 31 ms.

Therefore the data presented for the distance protection functions operate time would be:

mean operate time 36,1 ms,

median operate time 34,5 ms,

mode operate time 31 ms.

Annex E

(informative)

CT saturation and influence on the performance of distance relays

Clause 5 states that the relay manufacturers shall specify CT requirements necessary for correct operation of the distance protection. It also specifies how the CT requirements shall be expressed and the fault cases and conditions that shall be considered and fulfilled. This informative annex gives the background and informs about CT saturation and the influence on the performance of distance relays.

Saturation of CTs will give both amplitude and phase errors in the secondary current. Sometimes saturation also can cause false secondary zero sequence currents. The errors can cause different incorrect operations of distance protection relays. Failure to operate, unacceptable delayed operation and unacceptable underreach can be classified as lack of dependability. Unwanted operations due to incorrect directionality or unacceptable overreach can be classified as lack of security.

AC saturation of a CT is caused by a symmetrical AC current with no DC component present. AC saturation will cause a permanent reduction of the secondary current and the measured impedance will be larger than the actual impedance. Therefore, AC saturation may cause a failure to operate.

DC offset in the primary current will increase the risk of CT saturation but the saturation caused by DC component alone will never cause a failure to operate. The secondary current will recover with a speed depending on the primary DC time constant and the reduction of the DC component of the primary current. If the protection fails to trip before saturation, the saturation caused by DC component will cause an unwanted additional time delay that is dependent on the primary time constant. Phase errors due to CT saturation will turn the current phasor counter clockwise. This and other consequences of CT saturation can cause overreach and risk of unwanted operations. The phase error due to CT saturation together with other measuring errors can also cause wrong directional indication with the risk of unwanted operations for reverse faults.

Remanence or remaining flux in the CT core influences the time to saturation. When there is no DC offset, the remanence will only affect the first half cycle of the current waveform. If the fault current has a DC offset, the remanence will impact the first moment when the CT will saturate and the time to saturation can be decreased. The saturated secondary current has the same characteristics as the saturation caused by DC component without any remanence. This means that the presence of remanence increases the risk of unwanted operations and unwanted additional time delays. It is important to be aware that remanence in itself will not cause a failure to operate.

The high remanence type CT (closed core) is the most commonly used type of CT and it can contain relatively high levels of remaining flux. Even if the influence of remanence mostly has not been considered in the CT dimensioning, the operational experiences have been good. If the dimensioning of the CTs has considered only CT saturation without remanence, the performance of the distance protection will be within specified limits as long as no remanence occurs. However, if remanence in unfavourable direction occurs there is a risk that the CTs will saturate faster than the required time to saturation and the relay will have an additional time delay that is dependent on the fault current primary time constant of the actual fault position. For most faults along a line the primary time constant is relatively small and any additional time delay that may occur is mostly of no importance. In some applications the primary time constant can be much larger and for close-in faults there may be a risk of unacceptable additional time delay (lack of dependability). In such specific cases it may be necessary to consider the remanence in dimensioning the CT.

Remanence can also cause unwanted operations (lack of security) due to faster CT saturation and overreach causing operations for faults on an adjacent busbar or for faults at the beginning of adjacent lines. The risk of unwanted operations is higher on short lines but shall generally be considered to be relatively small. Unwanted operations can also occur for reverse faults on the busbar or for faults at the beginning of other lines in the station due to remanence or remaining flux. The risk of these unwanted operations is also considered to be small. In spite of this, an unwanted operation normally is considered as a more serious incorrect operation than an unwanted additional time delay. Therefore, the security cases in general have higher priority than the dependability cases if remanence or remaining flux is considered.

Basically CT saturation can cause the following types of incorrect operations: unwanted operations for close-in reverse and zone 1 faults and failure to operate or delayed operation for close-in forward and zone 1 faults. Therefore, four main fault positions are relevant for dimensioning the CTs and shall be considered to specify the CT requirements. The fault positions are shown in Figure E.1: close-in reverse (fault 1), close-in forward (fault 2), zone 1 underreach (fault 3) and zone 1 overreach (fault 4).

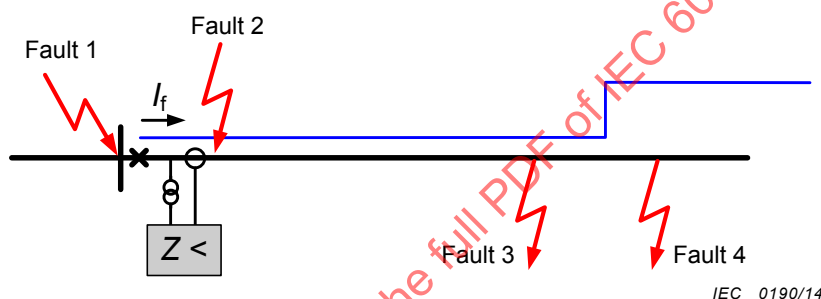


Figure E.1 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements

Each CT has a fixed saturation e.m.f. that specifies most of the properties of a CT. The rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} is defined in Equation (E.1) as follows:

$$E_{al} = K_{ssc} \cdot K_{td} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_b) \quad (E.1)$$

$$K_{ssc} = I_{psc} / I_{pr}$$

where

K_{ssc} is the CT symmetrical short circuit current factor;

I_{psc} is the CT rated primary short circuit current;

I_{pr} is the CT rated primary current;

I_{sr} is the CT rated secondary current;

K_{td} is the CT rated transient dimensioning factor;

R_{ct} is the CT secondary winding resistance;

R_b is the CT rated resistive burden.

Clause 5 states that the CT requirements shall be specified as a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} . The required rated equivalent limiting secondary E_{alreq} depends on the application and on the design of the relay. E_{alreq} is defined in Equation (E.2) as follows:

$$E_{alreq} = (I_f / I_{pr}) \cdot K_{tot} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (E.2)$$

where

- I_f is the maximum primary CT current for the considered fault case;
- K_{tot} is the total over-dimensioning factor (including the transient dimensioning factor and the remanence dimensioning factor); when $K_{tot} = 1$ the CT will not saturate for a continuous symmetrical fault current with the magnitude I_f , if there is no remanent flux;
- R_{ba} is the total resistive burden, including the secondary wires and all relays in the circuit.

Distance relay applications require that CTs shall not saturate for a specific minimum time in order to have correct relay operation for faults. The time to saturation for a CT is a function of the transient dimensioning factor. The required saturation free time is dependent on the relay design and can vary for different fault positions. In cases with different DC offset and also different remanence the CT shall be over-dimensioned with the K_{tot} factor to guarantee the required saturation free time. The relay manufacturer shall specify the required K_{tot} factors for the specific distance relay and the different fault positions. For the specific application the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} can be calculated and the CTs can be selected.

In general distance protection requires longer saturation free time for detection of zone 1 faults than for detection of close-in faults and hence the over-dimensioning factor for zone 1 faults is larger than the over-dimensioning factor for close-in faults. As the relation between fault current levels for close-in faults and zone 1 faults is dependent on the relation between the source impedance and the length of the line, this relation also decides whether the close-in fault or the zone 1 fault will give the over-dimensioning factor for each specific application. This means that one of the four (fault 1 to 4) fault positions will decide the dimensioning for each specific application and for all other fault positions there will be an additional CT margin.

Annex F (informative)

Informative guide for testing distance relays based on CT requirements specification

F.1 General

This informative guide describes test procedures to verify CT requirements for distance protection. Clause 5 states that the CT requirements shall be specified as a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} . The required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} depends on the application and on the design of the relay. E_{alreq} is defined as follows:

$$E_{\text{alreq}} = \frac{I_f}{I_{\text{pr}}} \cdot K_{\text{tot}} \cdot I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}}) \quad (\text{E.1})$$

where

I_f is the maximum symmetrical primary CT current for the considered fault case;

I_{pr} is the CT rated primary current;

I_{sr} is the CT rated secondary current;

K_{tot} is the total over-dimensioning factor (including the transient dimensioning factor and the remanence dimensioning factor); when $K_{\text{tot}} = 1$ the CT will not saturate for a continuous symmetrical fault current with the magnitude I_f ;

R_{ct} is the CT secondary winding resistance;

R_{ba} is the total resistive burden, including the secondary wires and all relays in the circuit.

The relay manufacturer shall specify and provide the required K_{tot} factors for the four fault positions that shall be considered. The fault positions are shown in Figure F.1: close-in reverse (fault 1), close-in forward (fault 2), zone 1 underreach (fault 3) and zone 1 overreach (fault 4). The conditions and acceptance criteria for the different cases are also specified.

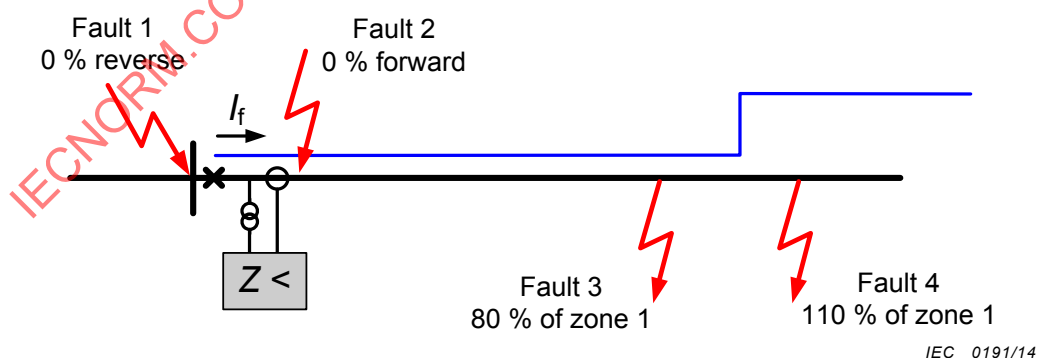


Figure F.1 – Fault positions to be considered

The relay manufacturers need to perform tests to determine the necessary over-dimensioning factor K_{tot} for the different cases. The practical performance of these tests is dependent on the available test environment. Therefore there is no mandatory test method specified. Basically there are two different approaches to perform the tests.

- 1) Specify the test network in such way that the fault current level has the same value for each fault position and fault type. Change the degree of CT saturation by changing the size of the CT (different value of the over-dimensioning factor K_{tot}) until the limits of the

acceptance criteria are reached. The R/X ratio shall be changed for the source and the line in such way that the tests cover the specified range of the primary DC time constants.

- 2) Specify a CT and keep it fixed during the test. Change the degree of CT saturation by changing the current level (different value of the source impedance) until the limits of the acceptance criteria are reached. The R/X ratio shall be changed for the source and the line in such way that the tests cover the specified range of the primary DC time constants.

This informative annex describes one example on how to perform the tests according to the first approach. The annex also describes a CT model and gives some practical recommendations and advice.

F.2 Test data

General network data

System voltage = 130 kV

System frequency = 50 Hz

Setting of distance relay

The setting of the zone 1 is 80 % of the line length. This means that the position of fault 3 is 64 % of the line length and the position of fault 4 is 88 % of the line length.

Line and source data

The Figure F.2 shows the double source network used for the tests. All impedance data given here are in primary ohms and referred to 50 Hz.

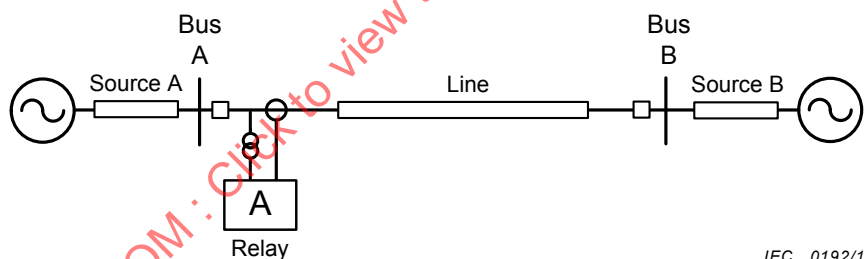


Figure F.2 – Double source network

The line and source data is partly selected to simplify standardization of the tests. Therefore, the line model is simply a coupled RL-element, so the capacitance is neglected.

The DC time constant of the fault current has to be controlled. For this reason the L/R ratio for both the line and the source will be changed similarly and at the same time, by adjusting the resistance in the network. The appropriate resistance R_1 and R_0 of the line and the sources will have to be calculated based on the present line and source reactance together with the desired DC time constant (τ). Following are a few examples of time constants with corresponding R/X ratio:

τ [ms]	R/X
30	0,106 1
40	0,079 5
50	0,063 7
70	0,045 5
100	0,031 9
150	0,021 2
200	0,015 8

Line

It is assumed that 10 km is the shortest line where an under-reaching zone might be applied and the line reactance is held fixed at:

$$X_1 = 3,5 \, \Omega \text{ and } X_0 = 4 \times X_1 = 14,0 \, \Omega$$

Resistance values R_1 and R_0 are calculated from the desired DC time constant. $R_1 = (R/X) \times X_1$ and $R_0 = (R/X) \times X_0$

Sources

The source data is selected to provide a fault current with an RMS value of 10 kA primary. In order to get the same fault current magnitude at all fault locations, for three- and single-phase faults, the positive and zero sequence reactance of the sources will be selected according to the following scheme. The fault current will be dependent on the selected time constant (R/X ratio) as well, but the influence is small enough to be neglected.

Fault	X_1 for 3ph	X_1 and X_0 for 1ph
1 (reverse 0 %)	4,00	0,48
2 (0 %)	7,50	7,50
3 (64 %)	5,25	3,00
4 (88 %)	4,40	1,32

Observe that the zero sequence impedance should be the same as the positive sequence impedance for the sources and that the source at both sides (A and B) should always have the same values in order to obtain the same conditions for both forward and reverse faults. Only one source may be connected at a time for L1N faults. As mentioned, the resistance values R_1 and R_0 are calculated from the desired DC time constant.

Fault data

Fault positions: according to Clause 5 and Figure F.1

Fault types: L1N and L1L2L3

Fault resistance: as small as possible for all faults, 0,001 ohm primary or less.

Fault inception angles: 0° (approximately maximum DC offset), 30°, 60°, 90° (approximately minimum DC offset) and 120°.

F.3 CT data and CT model

The rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} will be changed during the tests but the basic CT has the following data:

ratio = 1 000/1 A;

rated output = 10 VA (Rated resistive burden $R_b = 10 \, \Omega$);

CT secondary winding resistance (R_{ct}) = 5 Ω ;

rated symmetrical short-circuit current factor (K_{ssc}) = 10;

rated transient dimensioning factor (K_{td}) = 1;

CT rated secondary current (I_{sr}) = 1

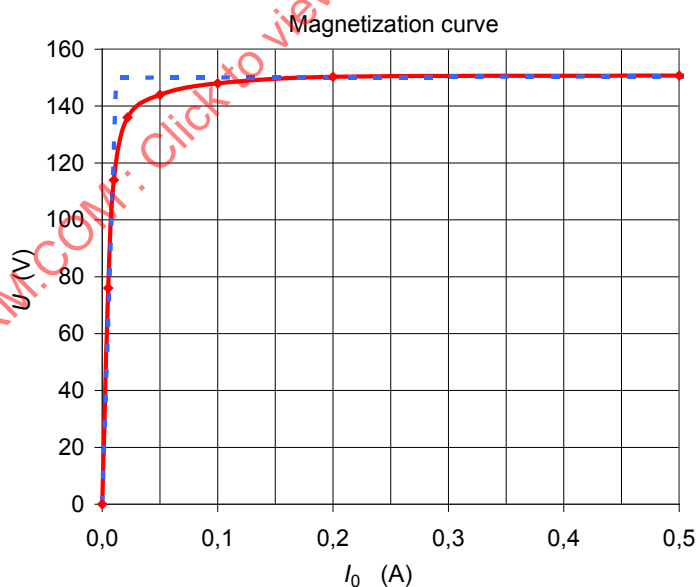
This CT has at least the following E_{al} :

$$E_{al} = K_{ssc} \cdot K_{td} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_b) = 10 \times 1 \times 1 \times (5 + 10) = 150 \, V$$

The CT is of high remanence type, e.g. class P, TPX (CTs without air gap in the iron core). Generally accepted CT models like EMTP and similar can be used during the tests. These models need data related to the magnetization characteristic for the CT defined either as B/H (flux density/magnetizing force) curve or a V/I (volt/ampere) curve. The basic CT in our example has the following magnetization curve, expressed in volts and amperes. See Table F.1 and Figure F.3.

Table F.1 – Magnetization curve data

Voltage [V]	Current [A]
0	0
76	0,005 2
114	0,010
136	0,022
144	0,050
148	0,10
150,3	0,20
150,7	0,50
151,0	1,0



IEC 0193/14

Figure F.3 – Magnetization curve for the basic CT

The saturation e.m.f. is critical for the time to saturation and the behaviour of the distance protection but the exact shape of the magnetization curve does not have any major influence on the performance. Therefore, it can also be acceptable to use a simplified two-line magnetization curve. It is advisable to calibrate the CT model and verify that the saturation e.m.f. has the expected value. The calibration can be done in the following way: simulate a fault with the rated overcurrent, 10 kA in this example, without any DC offset. The CT shall be

loaded with the rated burden, $10\ \Omega$ in this example. This means that the CT operates at the limit of saturation caused by AC component, $E_{al} = 150\text{ V}$ in this example. The CT is saturation free except for the first half cycle. If the remanent flux is zero the CT shall go into saturation after 5 ms in the first half cycle and thereafter be saturation free. The secondary current looks like Figure F.4. If the CT saturates earlier or later the saturation e.m.f. needs to be increased or decreased respectively.

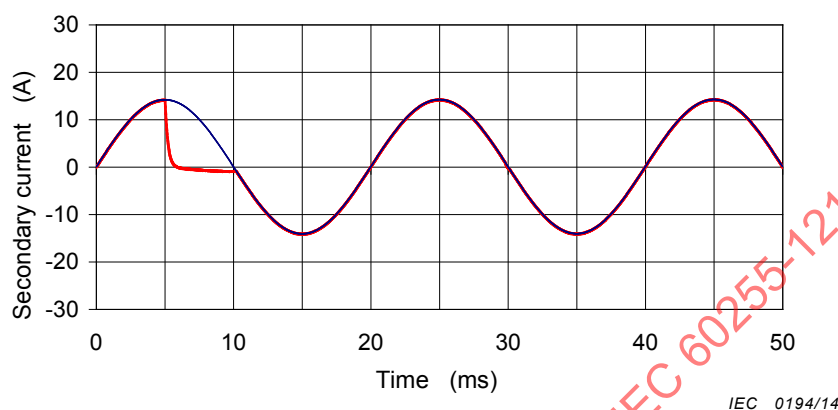


Figure F.4 – Secondary current at the limit of saturation caused by AC component with no remanent flux in the CT

The same case but with maximum DC offset will give a secondary current as shown in Figure F.5. The primary time constant is 60 ms.

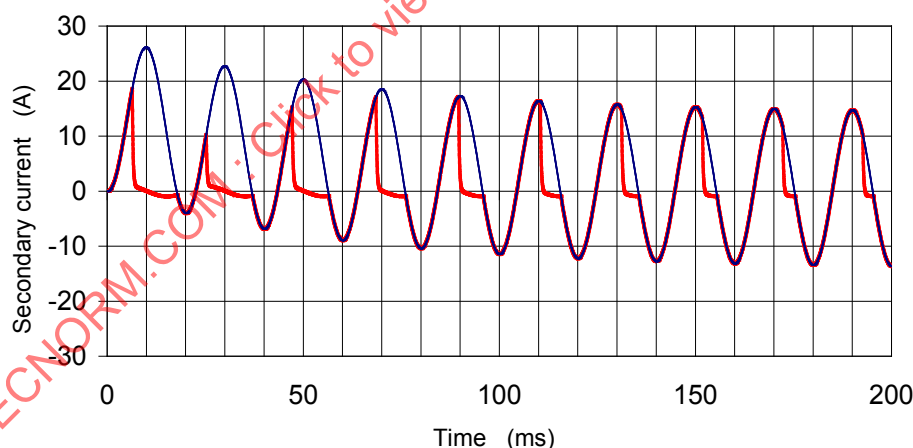


Figure F.5 – Secondary current in case of maximum DC offset

A simplified two-line magnetization curve has been used in these cases. More complex CT models generally give a secondary current with a smoother shape.

The secondary time constant (T_s) influences the transient properties of a CT. $T_s = L_m / (R_{ct} + R_b)$ where L_m is the magnetizing inductance of the linear part of the magnetization curve. The magnetization curve provided by CT manufacturers is often based on tests at reduced frequency. The losses are negligible and the magnetizing reactance (X_m) is approximately equal to magnetizing impedance (Z_m). The magnetizing inductance can be estimated as follows:

$$L_m = \frac{0,5 \cdot U_{\text{sat}}}{(I_{70} - I_{20}) \cdot 2\pi f} \quad (\text{F.2})$$

where U_{sat} is the saturation voltage where the curve is practically horizontal and I_{70} and I_{20} are the exciting current at 70 % and 20 % of U_{sat} respectively.

If the magnetization curve is based on tests at rated frequency the losses have some influence. If we assume that the phase angle of Z_m is 45° the magnetizing reactance will be $X_m = \sqrt{2} \cdot Z_m$ and the magnetizing inductance can be estimated as follows:

$$L_m = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot U_{\text{sat}}}{(I_{70} - I_{20}) \cdot 2\pi f} \quad (\text{F.3})$$

The secondary time constant for a high remanence type CT is generally a few seconds. It is important to verify that the CT model does not have a much smaller secondary time constant. If it should have a value in the same order of magnitude as the primary time constant it may have a major influence on the tests. In such cases the model should be more close to a CT of class TPZ. The transient behaviour of the CT will be changed and the DC component in the current will be damped very fast.

If the magnetization curve of the basic CT is recorded at rated frequency the magnetizing inductance can be estimated to 56,3 H according to Equation (F.3) and the secondary time constant can be calculated as follows:

$$T_s = \frac{L_m}{R_{\text{ct}} + R_b} = \frac{56,3}{5 + 10} = 3,8 \text{ s}$$

If the burden is decreased below the rated burden then the secondary time constant will increase and vice versa. Therefore increasing the burden should not be a method to force the CT into saturation. In such cases there is a risk that the transient performance of the CT changes and can influence the tests.

When the size of the CT is changed, the magnetizing curve has to be scaled accordingly. For example if the CT size is increased to a K_{td} factor equal to 2, the voltage and current values of the magnetization curve should be doubled. In this way, the magnetizing inductance will remain the same which means that the secondary time constant also will be unchanged.

Annex G (informative)

Informative guide for dimensioning of CTs for distance protection

G.1 General

This annex describes the practical procedure when dimensioning CTs for distance protection. Two different cases are presented here. The first case describes a method to verify if a given CT fulfils the requirements of a specific application. The other case describes a method to provide the CT manufacturer with necessary CT data for the application. We will show one example for each case.

In both cases we consider the same distance relay. In these examples it is assumed that the relay manufacturer has combined the requirements for different fault positions and specified the CT requirements with Equations (G.1) and (G.2). The CTs shall have a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} that is larger than or equal to the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreqC} for close-in fault and $E_{alreqZone1}$ for zone 1 fault as shown below:

$$E_{al} \geq E_{alreqC} = \frac{I_{fc}}{I_{pr}} \cdot K_{totC} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{adbu}) \quad (G.1)$$

$$E_{al} \geq E_{alreqZone1} = \frac{I_{fZone1}}{I_{pr}} \cdot K_{totZone1} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{adbu}) \quad (G.2)$$

where

- I_{fc} is the maximum primary fault current through the CT in case of close-in forward and reverse faults; both three-phase faults and phase to earth faults shall be considered;
- I_{fZone1} is the maximum primary fault current through the CT in case of a fault at the end of zone 1; both three-phase faults and phase to earth faults shall be considered;
- I_{pr} is the CT rated primary current;
- I_{sr} is the CT rated secondary current;
- R_{ct} is the CT secondary winding resistance;
- R_w is the resistance of the secondary wire; for phase to earth faults the loop resistance containing the phase and neutral wires (double length) shall be used and for three-phase faults the phase wire (single length) can be used;
- R_{adbu} is the total additional burden from the distance relay and any other relays connected to the same CT core;
- K_{totC} is the necessary total over-dimensioning factor for close-in forward and reverse faults;
 - K_{totC} is 2 for the primary time constant $T_p \leq 50$ ms;
 - K_{totC} is 3 for the primary time constant $T_p > 50$ ms;
- $K_{totZone1}$ is the necessary total over-dimensioning factor for zone 1 faults;
 - $K_{totZone1}$ is 4 for the primary time constant $T_p \leq 30$ ms;
 - $K_{totZone1}$ is 7 for the primary time constant $T_p > 30$ ms.

The values of the over-dimensioning factors K_{totC} and K_{totZone1} are product specific and provided as an example. The manufacturer of the distance protection will supply these factors.

We also assume that the secondary wire and additional burden are the same for the two examples. The resistance of the secondary wires can be calculated with the following expression:

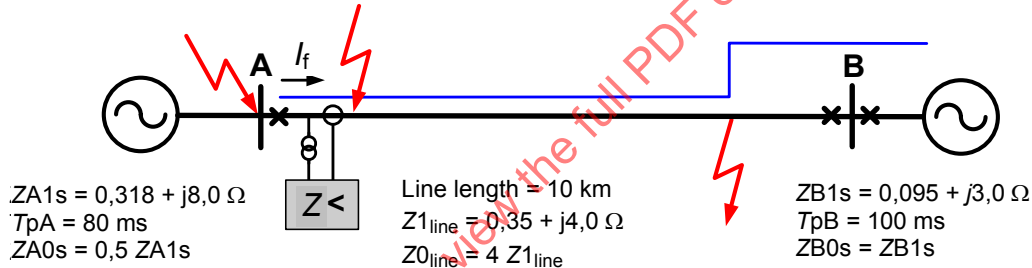
$$R_w = \rho \cdot \frac{l}{A} \Omega$$

In our examples the single length of the secondary wire is 200 m and the cross-section area is 2,5 mm². The resistivity for copper at 75 °C is 0,021 Ω mm²/m. With this value the $R_w = 1,7 \Omega$. The total additional burden in our example is 0,3 Ω.

G.2 Example 1

Verify that the CT fulfils the requirements for the distance protection in the following application shown in Figure G.1. Zone 1 is 80 % of the line length.

Nominal system voltage 110 kV, 50 Hz



IEC 0196/14

Figure G.1 – Distance relay example 1

The existing CTs have the following data: 1 000/1 A, TPX 30 VA, the rated symmetrical short-circuit current factor $K_{\text{ssc}} = 10$, the rated transient dimensioning factor $K_{\text{td}} = 2$, the secondary winding resistance $R_{\text{ct}} = 15 \Omega$ and the rated burden $R_b = 30 \Omega$. (This CT is approximately the same as a 5P20, 30 VA and $R_{\text{ct}} = 15 \Omega$.)

From the data the E_{al} can be calculated:

$$E_{\text{al}} = K_{\text{ssc}} \cdot K_{\text{td}} \cdot I_{\text{sn}} \cdot (R_{\text{CT}} + R_b) = 10 \cdot 2 \cdot 1 \cdot (15 + 30) = 900 \text{ V}$$

We shall know the currents flowing through the CT for faults at the different fault positions. Calculations of the fault currents give the following results shown in Table G.1. The nominal system voltage is 110 kV. The equivalent voltage source 121 kV has been used in the fault current calculations.

Table G.1 – Fault currents

Fault position	Fault current through the CT [kA]	
	Three-phase fault	Phase to earth fault
Close-in forward fault, I_{fCfw}	8,7	11,4
Close-in reverse fault, I_{fCrev}	10,0	8,0
Zone 1 fault, I_{fZone1}	6,2	5,3

The primary time constant is required in order to choose the total over-dimensioning factor to be used in calculating the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. We can see that close-in forward phase to earth fault will be the dimensioning case for the close-in faults. The primary time constant for close-in forward fault is 80 ms and we shall use the total over-dimensioning factor $K_{totC} = 3$ in Equation (G.1).

For the zone 1 fault we need to calculate the primary time constant for both three-phase fault and phase to earth fault to be able to know what over-dimensioning factor $K_{totZone1}$ to be used. The positive sequence impedance is:

$$Z1_{Zone1} = ZA1s + 0,8 \cdot Z1_{line} = 0,318 + j8,0 + 0,8 \cdot (0,35 + j4,0) = 0,598 + j11,2$$

The primary time constant for three-phase fault is:

$$T_{pZone1pp} = \frac{L1}{R1} = \frac{X1}{\omega \cdot R1} = \frac{11,2}{100 \cdot \pi \cdot 0,598} = 0,060 \text{ s}$$

For the phase to earth fault we shall consider the primary time constant for:

$$Zpe = 2 \cdot Z1_{zone1} + Z0_{zone1} = 2(ZA1s + 0,8 \cdot Z1_{line}) + (ZA0s + 0,8 \cdot Z0_{line}) = 2(0,598 + j11,2) + 0,5(0,318 + j8,0) + 0,8 \cdot 4 \cdot (0,35 + j4,0) = 2,475 + j39,2$$

The primary time constant for phase to earth fault is:

$$T_{pZone1pe} = \frac{Lpe}{Rpe} = \frac{Xpe}{\omega \cdot Rpe} = \frac{39,2}{100 \cdot \pi \cdot 2,475} = 0,050 \text{ s}$$

Both primary time constants are >30 ms. Therefore we shall use the total over-dimensioning factor $K_{totZone1} = 7$ in Equation (G.2).

We can now calculate the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. according to Equations (G.1) and (G.2). In this case we only need to consider forward phase to earth fault for close-in faults. The R_w in this case is the loop resistance with double length of the secondary wire.

$$E_{alreqC} = \frac{I_{fCfw}}{I_{pr}} \cdot K_{totC} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{adddbu}) = \frac{11400}{1000} \cdot 3 \cdot 1 \cdot (15 + 2 \cdot 1,7 + 0,3) = 640 \text{ V}$$

For the zone 1 case we need to check both three-phase fault and phase to earth fault. The fault current is higher for the three-phase fault but the burden is smaller as we only need to consider single length of the secondary wire.

$$E_{alreqZone1} = \frac{I_{fZone1pp}}{I_{pr}} \cdot K_{totZone1} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{adddbu}) = \frac{6200}{1000} \cdot 7 \cdot 1 \cdot (15 + 1,7 + 0,3) = 738 \text{ V}$$

$$E_{alreqZone1} = \frac{I_{fZone1pe}}{I_{pr}} \cdot K_{totZone1} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{adddbu}) = \frac{5300}{1000} \cdot 7 \cdot 1 \cdot (15 + 2 \cdot 1,7 + 0,3) = 694 \text{ V}$$

In this application we can see that the CTs shall have a rated equivalent secondary e.m.f. E_{al} that is larger than 738 V. As the existing CTs have $E_{al} = 900 \text{ V}$ we can conclude that the CTs fulfil the requirements for the distance protection.

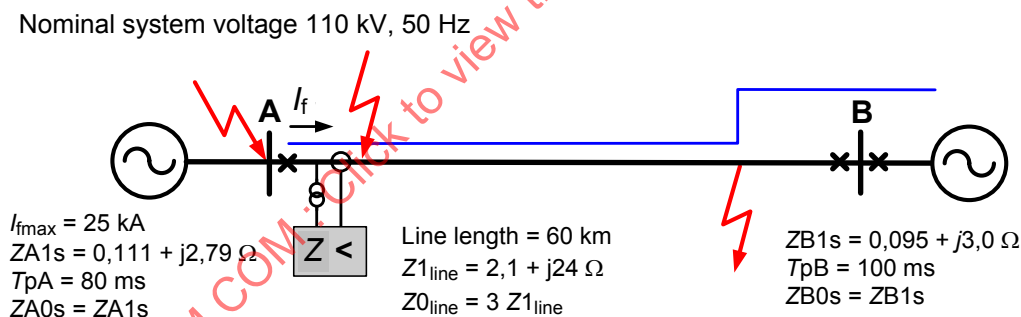
G.3 Example 2

In this example a description of the CT specification to be provided to the CT manufacturer with necessary CT data is given below.

This application example is shown in Figure G.2. Station A can source a maximal fault current of 25 kA. The CT ratio is selected as 1 000/1 A and the burden is assumed to be lower than the value in Example 1. So $R_w = 1,7 \Omega$ (single length) and the total additional burden $R_{adddbu} = 0,3 \Omega$. As we do not know the CT secondary winding resistance R_{ct} we have to assume a realistic value. The value can vary depending on the design of the CT but a realistic range is between 20 % to 80 % of the rated burden. Therefore we first shall decide the rated burden of the CT. Maximum burden is:

$$R_{bmax} = 2 \cdot R_w + R_{adddbu} = 2 \cdot 1,7 + 0,3 = 3,7 \Omega$$

It is often economical to specify a low rated burden and a higher overcurrent factor instead of doing the opposite. Assuming a rated burden of $R_b = 5 \Omega$ (5 VA) and the CT secondary winding resistance to be 60 % of R_b which gives the $R_{ct} = 3 \Omega$.



IEC 0197/14

Figure G.2 – Distance relay example 2

The calculated fault currents are shown in Table G.2. The nominal system voltage is 110 kV. The equivalent voltage source 121 kV has been used in the fault current calculations.

Table G.2 – Fault currents

Fault position	Fault current through the CT [kA]	
	Three-phase fault	Phase to earth fault
Close-in forward fault, I_{fCfw}	25,0	25,0
Close-in reverse fault, I_{fCrev}	2,6	2,0
Zone 1 fault, I_{fZone1}	3,2	2,1

Because of the big difference between the fault currents it is obvious that the close-in forward fault case will be the dimensioning case. However, due to completeness the calculation of the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for zone 1 faults is also included here.

The primary time constant for close-in forward fault is 80 ms. This results in the total over-dimensioning factor $K_{\text{totC}} = 3$ in Equation (G.1).

The primary time constant for the zone 1 faults are calculated for both three-phase fault and phase to earth fault as follows:

The positive sequence impedance is:

$$Z_{1\text{Zone1}} = Z_{A1s} + 0,8 \cdot Z_{1\text{line}} = 0,111 + j2,79 + 0,8 \cdot (2,1 + j24) = 1,79 + j22,0$$

The primary time constant for a three-phase fault is:

$$T_{p\text{Zone1pp}} = \frac{L1}{R1} = \frac{X1}{\omega \cdot R1} = \frac{22,0}{100 \times \pi \times 1,79} = 0,039 \text{ s}$$

For the phase to earth fault we shall consider the primary time constant for:

$$Z_{pe} = 2 \cdot Z_{1\text{Zone1}} + Z_{0\text{Zone1}} = 2(Z_{A1s} + 0,8 \cdot Z_{1\text{line}}) + (Z_{A0s} + 0,8 \cdot Z_{0\text{line}}) = 2(1,79 + j22,0) + (0,111 + j2,79) + 0,8 \cdot 3 \cdot (2,1 + j24) = 8,73 + j104$$

The primary time constant for a phase to earth fault is:

$$T_{p\text{Zone1pe}} = \frac{L_{pe}}{R_{pe}} = \frac{X_{pe}}{\omega \cdot R_{pe}} = \frac{104}{100 \times \pi \times 8,73} = 0,038 \text{ s}$$

In Equation (G.2) the total over-dimensioning factor $K_{\text{totZone1}} = 7$ as both calculated primary time constants are $> 30 \text{ ms}$.

We can now calculate the required secondary e.m.f. according to Equations (G.1) and (G.2). The highest E_{alreqC} according to Equation (G.1) is for the forward phase to earth fault. The loop resistance with double length of the secondary wire shall be used.

$$E_{\text{alreqC}} = \frac{I_{\text{fcfw}}}{I_{\text{pr}}} \cdot K_{\text{totC}} \cdot I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + 2 \cdot R_{\text{w}} + R_{\text{addbu}}) = \frac{25000}{1000} \cdot 3 \cdot 1 \cdot (3 + 2 \cdot 1,7 + 0,3) = 503 \text{ V} \quad (\text{G.3})$$

where R_{w} is the resistance of the single length of the secondary wire.

For the zone 1 case we need to check both three-phase fault and phase to earth fault. The fault current is higher for the three-phase fault but the burden is smaller as we need to only consider a single length of the secondary wire.

Three-phase fault:

$$E_{\text{alreqZone1}} = \frac{I_{\text{fZone1pp}}}{I_{\text{pr}}} \cdot K_{\text{totZone1}} \cdot I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{w}} + R_{\text{addbu}}) = \frac{3200}{1000} \cdot 7 \cdot 1 \cdot (3 + 1,7 + 0,3) = 112 \text{ V}$$

Phase to earth fault:

$$E_{alreqZone1} = \frac{I_{fZone1pe}}{I_{pr}} \cdot K_{totZone1} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{addbu}) = \frac{2100}{1000} \cdot 7 \cdot 1 \cdot (3 + 2 \cdot 1,7 + 0,3) = 99 \text{ V}$$

The conclusion is that we need a CT with $E_{al} > 503 \text{ V}$. A CT class of TPX with rated output of 5 VA and $R_{ct} < 3 \Omega$ shall fulfil the following:

$$E_{al} \geq 503 = K_{ssc} \cdot K_{td} \cdot I_{sr} \cdot (R_{ct} + R_b) = K_{ssc} \cdot K_{td} \cdot 1 \cdot (3 + 5)$$

If we assume $K_{ssc} = 25$ we can calculate the necessary K_{td}

$$K_{td} \geq \frac{503}{25 \cdot (3 + 5)} = 2,52$$

A CT with the following data will fulfil the requirements for the distance protection in this application:

Class TPX, 5 VA, $R_{ct} < 3 \Omega$, $K_{ssc} = 25$ and $K_{td} = 2,6$.

It can also be noted that the CT can be specified as another class. E.g. a CT with the following data will also fulfil the requirements:

Class 5P, 5 VA, $R_{ct} < 3 \Omega$ and Accuracy Limit Factor (ALF) = 65 (5P65).

As an alternative it is also possible to provide the CT manufacturer with the data according to Equation (G.3) as follows:

$$E_{al} \geq \frac{I_f}{I_{pr}} \cdot K_{tot} \cdot I_{sr} (R_{ct} + 2 \cdot R_w + R_{addbu}) = \frac{25000}{1000} \cdot 3 \cdot 1 \cdot (R_{ct} + 3,7) \text{ or}$$

$$\frac{E_{al}}{I_{sr} (R_{ct} + 2 \cdot R_w + R_{addbu})} \geq \frac{I_f}{I_{pr}} \cdot K_{tot}$$

$$\frac{E_{al}}{I_{sr} (R_{ct} + 3,7)} \geq \frac{25000}{1000} \cdot 3 = 75$$

This will give the manufacturer information to optimize the relation between the resistance of the CT winding and the area of the iron core. Particularly in applications that require specific data, for example turns ratio outside common ranges, it can be suitable to avoid restrictions and give the CT manufacturer possibilities to optimize the CT.

Annex H (normative)

Calculation of relay settings based on generic point P expressed in terms of voltage and current

This annex describes the procedure for calculating the distance protection settings for a generic test point P in the effective range with coordinates U_P and I_P . The description is given for distance protection relays with quadrilateral/polygonal characteristics and for the MHO characteristic.

The voltage U_P represents the phase-earth voltage.

H.1 Settings for quadrilateral/polygonal characteristic

The reach settings of the distance zone will be calculated in such a way that the distance protection function will trip for the following fault currents and fault voltages:

$$U_{L1} = U_P \text{ at } 0^\circ;$$

$$U_{L2} = U_{\text{rated}} \text{ at } -120^\circ;$$

$$U_{L3} = U_{\text{rated}} \text{ at } 120^\circ;$$

$$I_{L1} = I_P \text{ at } -85^\circ;$$

$$I_{L2} = 0;$$

$$I_{L3} = 0.$$

Figure H.1 shows the intersection of the reactive reach of the zone characteristic with the point P.

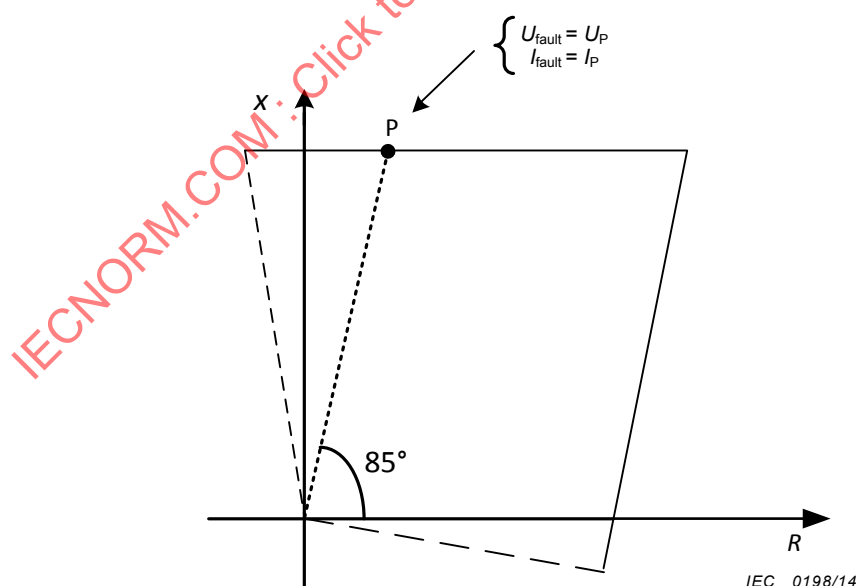


**Figure H.1 – Quadrilateral/polygonal characteristic showing test point P
on the reactive reach line**

In addition, the following setting criteria shall be selected.

- The positive sequence impedance setting of the zone has an angle of 85° .

- Zero sequence impedance setting = $4 \times$ positive sequence impedance setting (this means that a residual compensation factor (K_N) of 1 at 0° is used for the distance protection zone).
- The K_N factor for the protection zone is defined as a function of zero sequence (Z_0) and positive sequence impedance (Z_1) settings:

$$K_N = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1}$$

- For relays whose settings are settable in primary quantities a CT ratio of 200 and a VT ratio of 1 000 are selected.

The resistive reach of the distance protection zone for phase to earth faults will be set to cause the distance protection function to trip for a fault current of I_P and a fault voltage of U_P on the resistive axis, as shown in Figure H.2 for a single phase to earth fault (LN fault) described by the following quantities:

$$U_{L1} = U_P \text{ at } 0^\circ;$$

$$U_{L2} = U_{\text{rated}} \text{ at } -120^\circ;$$

$$U_{L3} = U_{\text{rated}} \text{ at } 120^\circ;$$

$$I_{L1} = I_P \text{ at } 0^\circ;$$

$$I_{L2} = 0;$$

$$I_{L3} = 0.$$

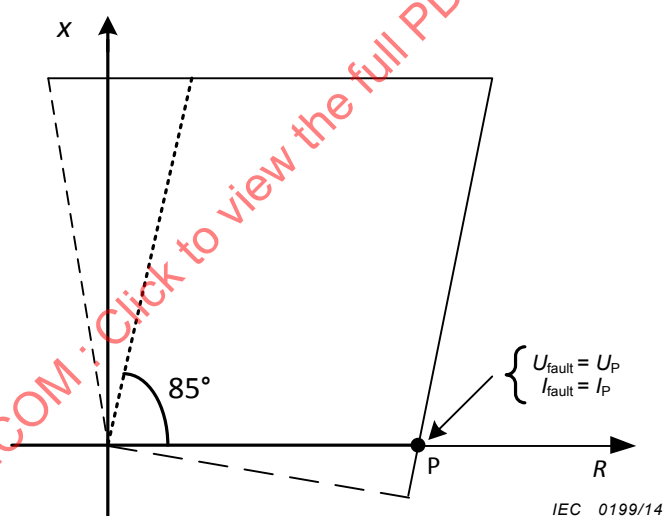


Figure H.2 – Quadrilateral distance protection function characteristic showing test point P on the resistive reach line.

The reach settings for the zone for phase-phase faults (LL faults), if settable, are the same settings previously obtained from the calculations for the LN characteristic of the zone. In practice they correspond to the positive sequence reach of the distance protection zone.

The fault resistance setting for LL faults, if settable, will be set to intersect the same fault resistance (arc resistance from one faulty phase to the second faulty phase) as the phase-ground faults are set to cover, for a resistive fault at the beginning of the line (zero reactance).

The calculated protection function settings shall be listed in the manufacturer's documentation.

H.2 Settings for MHO characteristic

The reach settings of the distance zone will be calculated in such a way that the distance protection function will trip for the following fault currents and fault voltages described by the following values:

$$U_{L1} = U_P \text{ at } 0^\circ;$$

$$U_{L2} = U_{\text{rated}} \text{ at } -120^\circ;$$

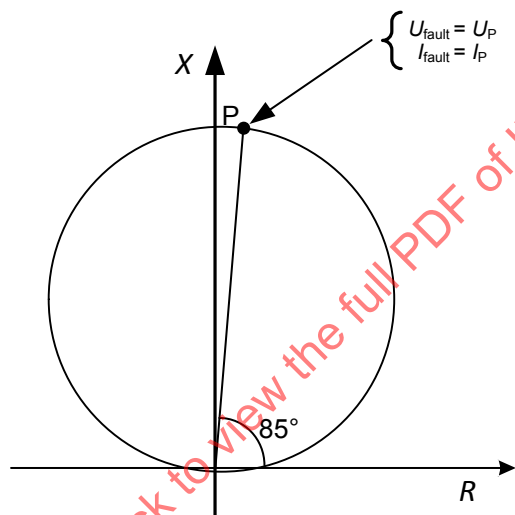
$$U_{L3} = U_{\text{rated}} \text{ at } 120^\circ;$$

$$I_{L1} = I_P \text{ at } -85^\circ;$$

$$I_{L2} = 0;$$

$$I_{L3} = 0.$$

Figure H.3 shows the intersection of the distance protection characteristic with the point P.



IEC 0200/14

Figure H.3 – MHO characteristic showing test point P

In addition, the following setting criteria shall be selected.

- The positive sequence impedance setting of the zone has an angle of 85° .
- Zero sequence impedance setting = $4 \times$ positive sequence impedance setting (this means that a residual compensation factor (K_N) of 1 at 0° is used for the distance protection zone).
- The K_N factor for the protection zone is defined as a function of zero sequence (Z_0) and positive sequence impedance (Z_1) settings:

$$K_N = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1}$$

- For relays whose settings are settable in primary quantities a CT ratio of 200 and a VT ratio of 1 000 are selected.

The calculated distance protection function settings shall be listed in the manufacturer's documentation.

Annex I (normative)

Ramping methods for testing the basic characteristic accuracy

This annex describes the ramping algorithms that shall be used for testing the basic characteristic accuracy of the distance protection relay. It defines the relationship between the simulated fault impedance and the corresponding voltages and currents. The annex also describes how the injected quantities need to be changed for the two defined ramps in the impedance plane:

- pseudo continuous ramp;
- ramp of shots.

The pseudo continuous ramp will give better accuracy results compared to the ramp of shots. When comparing accuracy results between different manufacturer's relays this needs to be taken into consideration.

I.1 Relationship between simulated fault impedance and analog quantities

The transmission line is assumed to be a radial feeder with no superimposed load transfer. The circuit breaker at the remote line-end is open.

The zero sequence source impedance is equal to the positive sequence source impedance, which means that the source impedance in the neutral path is zero. The voltages of the healthy phases do not change for phase to earth faults.

For simulation of reverse faults, the fault currents are the same as in the forward faults, but rotated by 180°. Fault and pre-fault voltages (when necessary) are the same as in the forward faults.

The following relations are valid for simulation of forward faults:

I.2 Pre-fault condition

For some ramp types it is necessary to simulate the pre-fault condition.

The pre-fault condition for a radial feeder, with remote line-breaker open, is given by the following values:

voltages = $(U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}) = (U_{L1\text{healthy}}, U_{L2\text{healthy}}, U_{L3\text{healthy}})$;

currents = $(I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}) = (0, 0, 0)$.

I.3 Phase to earth faults

Phase to earth faults are designated as LN. When the faulty phase identification is given they will be indicated as L1N, or L2N or L3N.

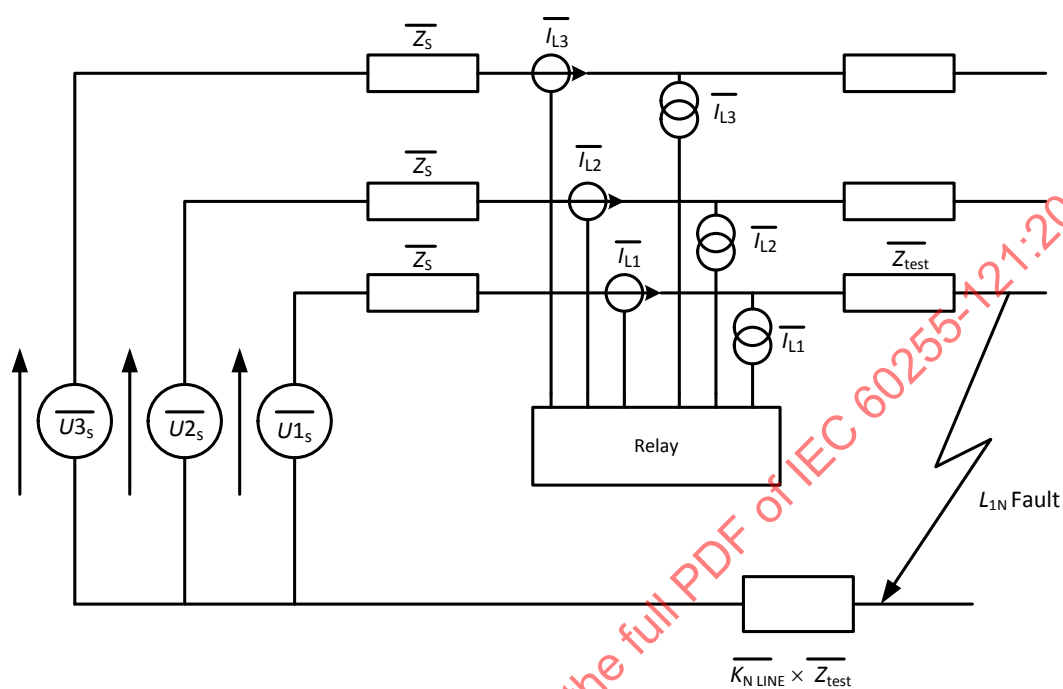
The system diagram showing relay connections and system data for one phase to earth fault in phase 1 is shown in Figure I.1 where:

U_{1s} , U_{2s} and U_{3s} are the source phase-earth voltages;

Z_s is the positive sequence source impedance;

Z_{test} is the simulated fault impedance;

$K_{N \text{ LINE}}$ is the residual compensation factor of the simulated line: $K_{N \text{ LINE}} = \frac{Z_{0 \text{ LINE}} - Z_{1 \text{ LINE}}}{3 \cdot Z_{1 \text{ LINE}}}$.



IEC 0201/14

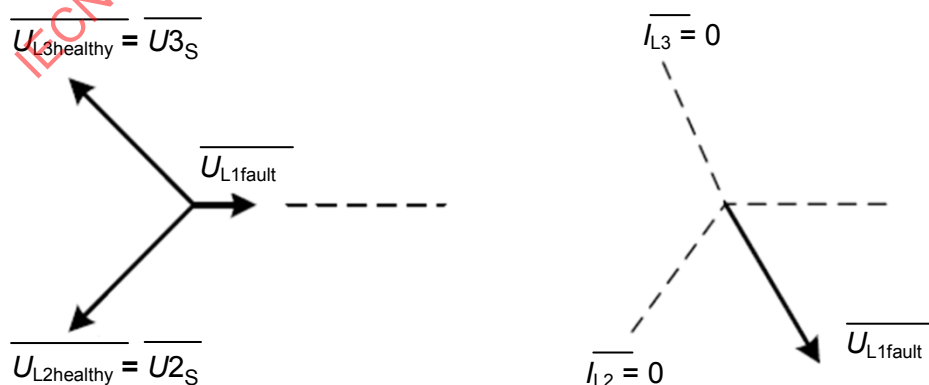
Figure I.1 – Three-line diagram showing relay connections and L1N fault

The voltages and currents at the relay point that will simulate the fault impedance for the L1N fault will have the following general characteristics:

voltages = $(U_{L1\text{fault}}, U_{L2\text{healthy}}, U_{L3\text{healthy}})$;

currents = $(I_{L1\text{fault}}, 0, 0)$.

Their phasor representation is graphically shown in Figure I.2



IEC 0202/14

Figure I.2 – Voltage and current phasors for L1N fault

In particular for the simulation of the test impedance Z_{test} shown in Figure I.1 the analog quantities will respond to the following equation, derived from Figure I.3), when the fault current level is chosen (I_{test}). The fault resistance is zero for this particular example.

Constant fault current : I_{test}

$$\begin{bmatrix} \overline{U_{L1}} \\ \overline{U_{L2}} \\ \overline{U_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{U_{L1\text{fault}}} \\ \overline{U_{L2\text{healthy}}} \\ \overline{U_{L3\text{healthy}}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{\text{test}} \cdot \left((1 + \overline{K}_{\text{NLINE}}) \cdot \overline{Z}_{\text{test}} \right) \angle \varphi(\overline{U1S}) \\ \overline{U2S} \\ \overline{U3S} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{I_{L1}} \\ \overline{I_{L2}} \\ \overline{I_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{I_{L1\text{fault}}} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{\text{test}} \angle \varphi(\overline{U1S}) - \varphi \left((1 + \overline{K}_{\text{NLINE}}) \cdot \overline{Z}_{\text{test}} \right) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

where :

$$\overline{Z_S} = \frac{\overline{U1S} - \overline{U_{L\text{fault}}}}{\overline{I_{L1\text{fault}}}}$$

IEC 0203/14

Figure I.3 – Voltages and currents for L1N fault, constant fault current

Figure I.4 shows the formulae for the same simulated fault impedance, Z_{test} , when the fault voltage is fixed (U_{test}).

Constant fault voltage : U_{test}

$$\begin{bmatrix} \overline{U_{L1}} \\ \overline{U_{L2}} \\ \overline{U_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{U_{L1\text{fault}}} \\ \overline{U_{L2\text{healthy}}} \\ \overline{U_{L3\text{healthy}}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{\text{test}} \angle \varphi(\overline{U1S}) \\ \overline{U2S} \\ \overline{U3S} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{I_{L1}} \\ \overline{I_{L2}} \\ \overline{I_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{I_{L1\text{fault}}} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left| \frac{U_{\text{test}}}{(1 + \overline{K}_{\text{NLINE}}) \cdot \overline{Z}_{\text{test}}} \right| \angle \left(\varphi(\overline{U1S}) - \varphi \left((1 + \overline{K}_{\text{NLINE}}) \cdot \overline{Z}_{\text{test}} \right) \right) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

where :

$$\overline{Z_S} = \frac{\overline{U1S} - \overline{U_{L\text{fault}}}}{\overline{I_{L1\text{fault}}}}$$

IEC 0204/14

Figure I.4 – Voltages and currents for L1N fault, constant fault voltage

I.4 Phase to phase faults.

Phase to phase faults are designated as LL. When the faulty phase identification is given they will be indicated as L1L2, or L2L3 or L3L1.

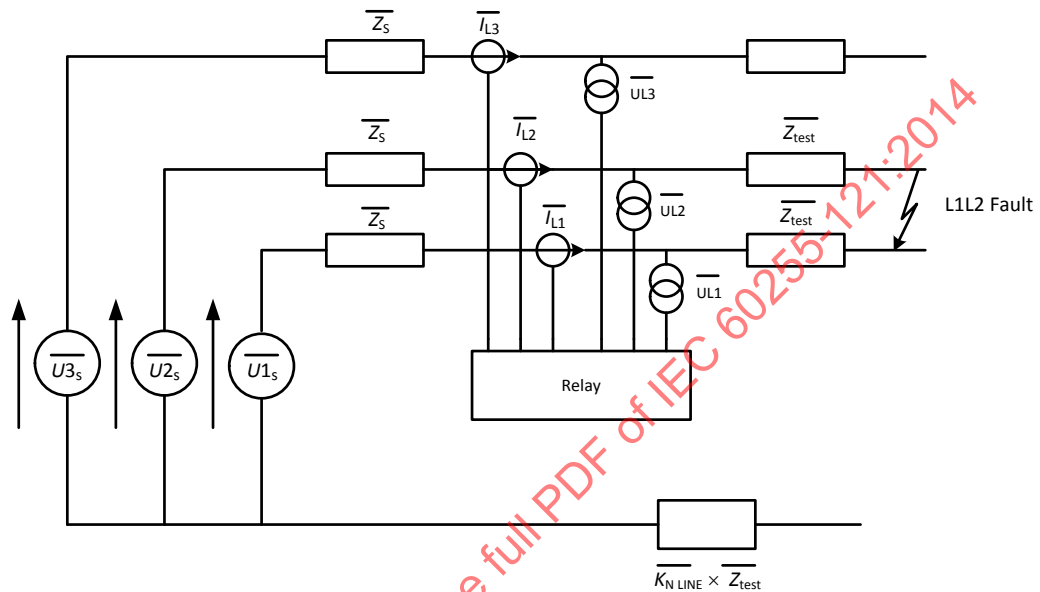
The system diagram showing relay connections and system data for one phase to phase fault between phase 1 and phase 2 is shown in Figure I.5,

where

U_{1s} , U_{2s} and U_{3s} are the source phase-earth voltages;

Z_s is the positive sequence source impedance;

Z_{test} is the simulated fault impedance.



IEC 0205/14

Figure I.5 – Three-line diagram showing relay connections and L1L2 fault

The voltages and currents at the relay point that will simulate the fault impedance for the L1L2 fault will have the following general characteristics:

voltages = $(U_{L1\text{fault}}, U_{L2\text{fault}}, U_{L3\text{healthy}})$;

currents = $(I_{L1\text{fault}}, I_{L2\text{fault}}, 0)$.

Their phasor representation is graphically shown in Figure I.6. Notice that the two faulty currents are opposite to each other ($I_{L1\text{fault}} = -I_{L2\text{fault}}$) and that the two faulty voltages (U_{L1} , U_{L2}) always touch the segment connecting the two healthy voltages (source voltages U_{1s} , U_{2s}) and they are symmetrical with respect to the line perpendicular to the line drawn between U_{1s} and U_{2s} .

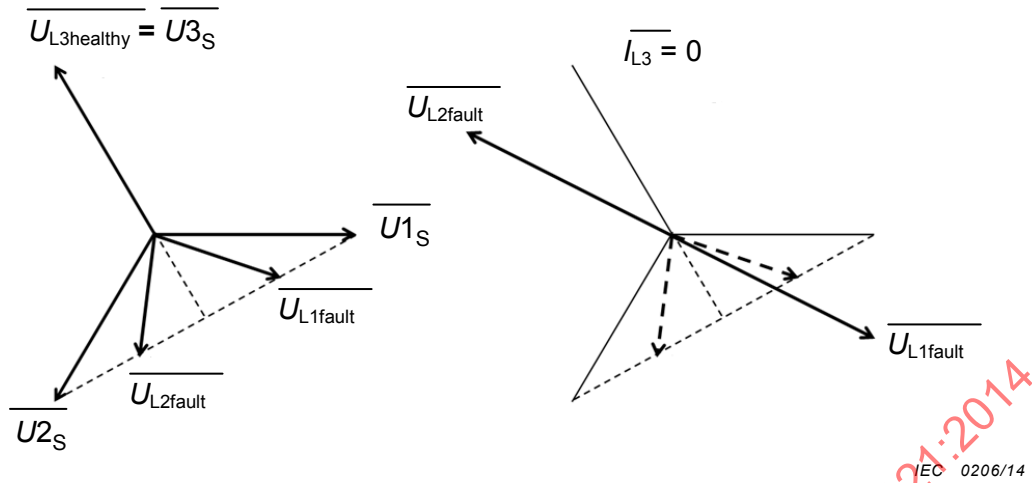


Figure I.6 – Voltage and current phasors for L1L2 fault

In particular for the simulation of the test impedance Z_{test} shown in Figure I.1 the analog quantities will respond to the equation, derived from the diagram in Figure I.7), when the constant fault current level is chosen (I_{test}). The fault resistance is zero for this particular example.

Constant fault current : I_{test}

$$\begin{bmatrix} \overline{I_{L1}} \\ \overline{I_{L2}} \\ \overline{I_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{I_{L1\text{fault}}} \\ \overline{I_{L2\text{fault}}} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{\text{test}} \angle \varphi(\overline{U1s} - \overline{U2s}) - \varphi(\overline{Z_{\text{test}}}) \\ \overline{I_{L1\text{fault}}} \angle 180^\circ \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{U_{L1}} \\ \overline{U_{L2}} \\ \overline{U_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{U_{L1\text{fault}}} \\ \overline{U_{L2\text{fault}}} \\ \overline{U_{L3\text{healthy}}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Z_{\text{test}}} \cdot \overline{I_{L1}} - \frac{\overline{U3s}}{2} \\ \overline{Z_{\text{test}}} \cdot \overline{I_{L2}} - \frac{\overline{U3s}}{2} \\ \overline{U3s} \end{bmatrix}$$

where :

$$\overline{Z_s} = \frac{\overline{U1s} - \overline{U2s}}{2 \cdot \overline{I_{L1}}} - \overline{Z_{\text{test}}}$$

IEC 0207/14

Figure I.7 – Voltages and currents for L1L2 fault, constant fault current

Figure I.8 is the formulae for the same simulated fault impedance, Z_{test} , when the fault voltage is constant (U_{test}):

Constant fault voltage : U_{test}

$$\begin{bmatrix} \overline{I_{L1}} \\ \overline{I_{L2}} \\ \overline{I_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{I_{L1\text{fault}}} \\ \overline{I_{L2\text{fault}}} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{U_{\text{test}}}{2 \cdot \overline{Z_{\text{test}}}} \angle \left(\varphi(\overline{U_{1S}} - \overline{U_{2S}}) - \varphi(\overline{Z_{\text{test}}}) \right) \\ \overline{I_{L1\text{fault}}} \angle 180^\circ \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{U_{L1}} \\ \overline{U_{L2}} \\ \overline{U_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{U_{L1\text{fault}}} \\ \overline{U_{L2\text{fault}}} \\ \overline{U_{L3\text{healthy}}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Z_{\text{test}}} \cdot \overline{I_{L1}} - \frac{\overline{U_{3S}}}{2} \\ \overline{Z_{\text{test}}} \cdot \overline{I_{L2}} - \frac{\overline{U_{3S}}}{2} \\ \overline{U_{3S}} \end{bmatrix}$$

where :

$$\overline{Z_S} = \frac{\overline{U_{1S}} - \overline{U_{2S}}}{2 \cdot \overline{I_{L1}}} - \overline{Z_{\text{test}}}$$

IEC 60255-121:2014

Figure I.8 – Voltages and currents for L1L2 fault, constant fault voltage

I.5 Ramps in the impedance plane

I.5.1 Pseudo-continuous ramp

The start of the impedance ramp is selected as shown in Figure I.9.

The injected impedance will be decreased (impedance trajectory follows the arrow shown in Figure I.9 by a step less than 10 % of the declared impedance accuracy, calculated at the expected operating point.

Each step will last for a time period longer than 5 times the typical operate time of the protection function (if the typical operate time is 20 ms, then each step will be at least 100 ms long).

Graphical example of a pseudo-continuous ramp is shown in Figure I.10 which shows injected impedance steps along with time steps.

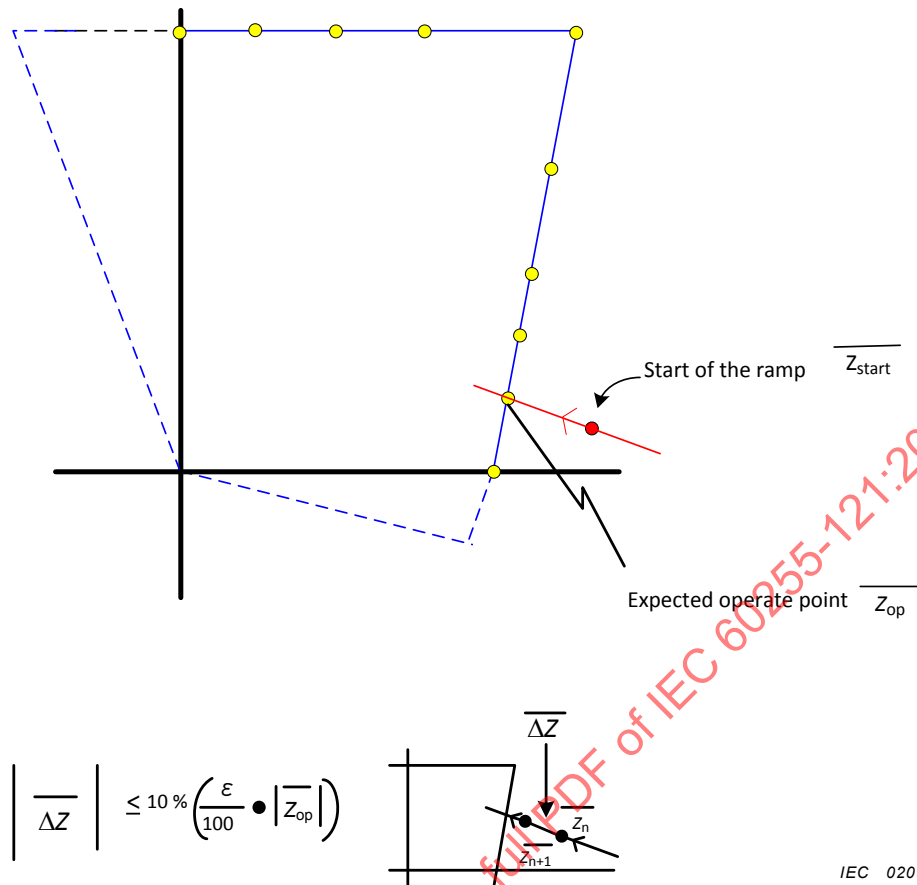
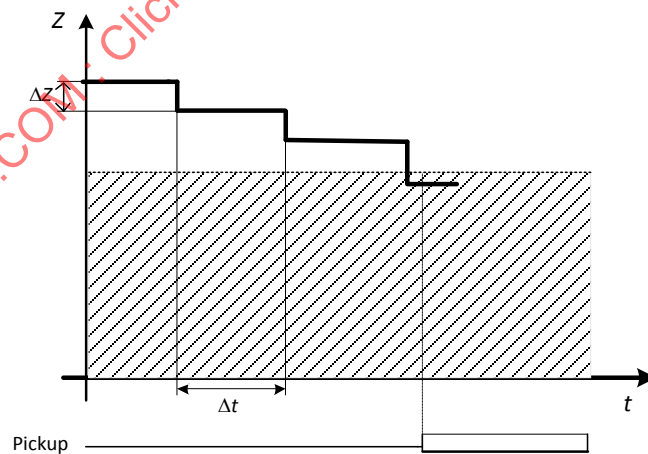


Figure I.9 – Pseudo-continuous ramp distance relay characteristic on an impedance plane



IEC 0210/14

Figure I.10 – Pseudo-continuous ramp showing impedance step change and the time step

I.5.2 Ramp of shots

The ramp of shots is a sequence of steady state conditions:

- steady state pre-fault,

- steady state fault.

The start of the impedance ramp is selected as shown in Figure I.11.

The injected impedance will be decreased (impedance trajectory follows the arrow shown in Figure I.11 by a step less than 10 % of the declared impedance accuracy, calculated at the expected operating point.

Each time, before injecting the fault impedance, the steady state conditions are injected for at least 200 ms.

Each fault injection will last for a time period longer than 5 times the typical operate time of the protection function (if the typical operate time is 20 ms, then each step will be at least 100 ms long).

Graphical example of a ramp of shots distance relay characteristic on an impedance plane

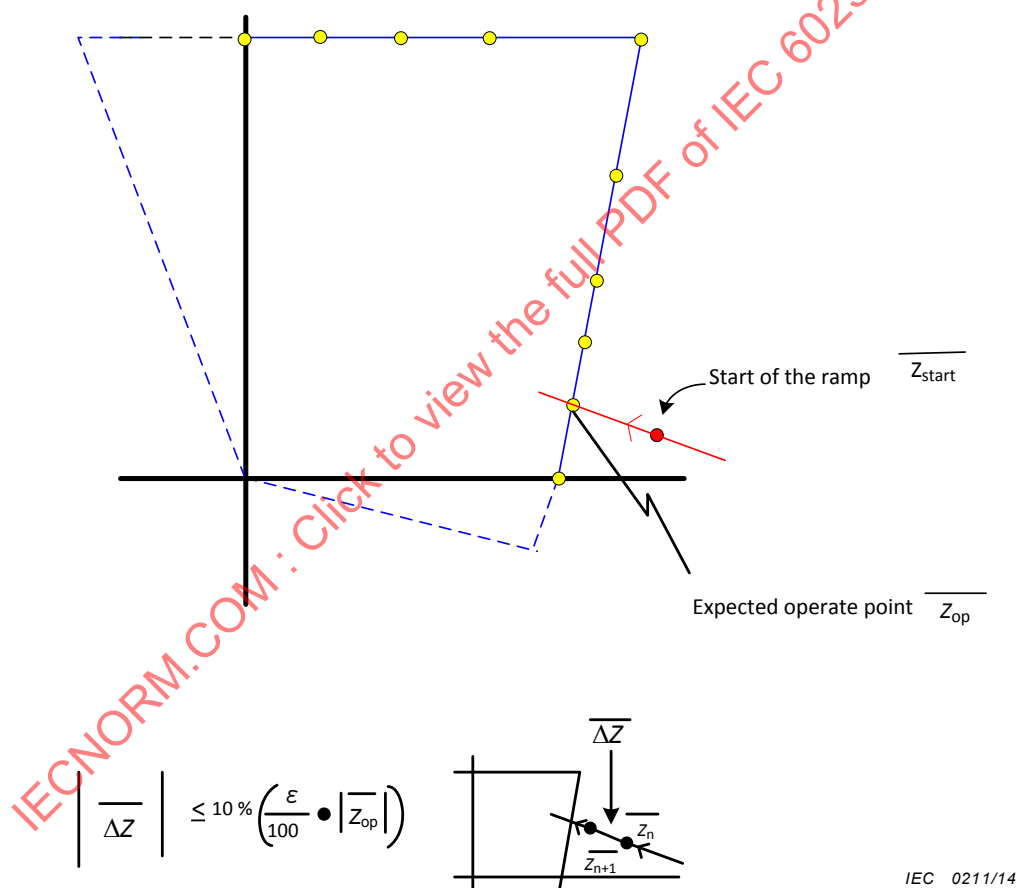


Figure I.11 – Ramp of shots distance relay characteristic on an impedance plane

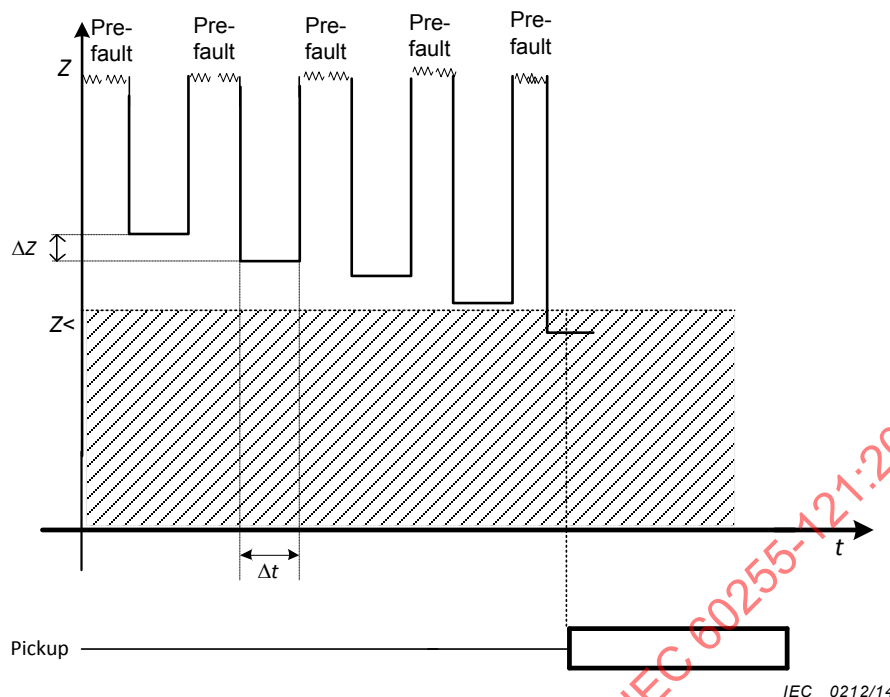


Figure I.12 – Ramp of shots showing impedance step change and the time step

The ramp of shots can be performed with different algorithms, in order to decrease the test time. The ramp stops when the difference in the fault impedance between two adjacent shots is less than the tolerance ΔZ . Figure I.13 shows the ramp of shots executed with a binary search algorithm.

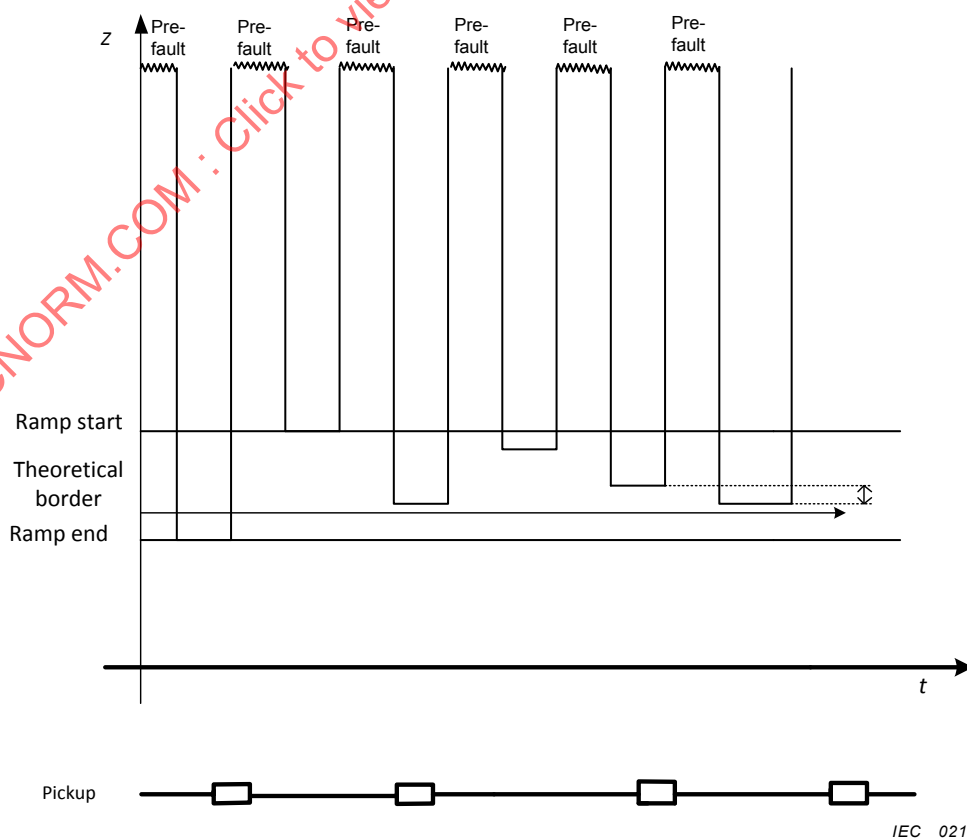
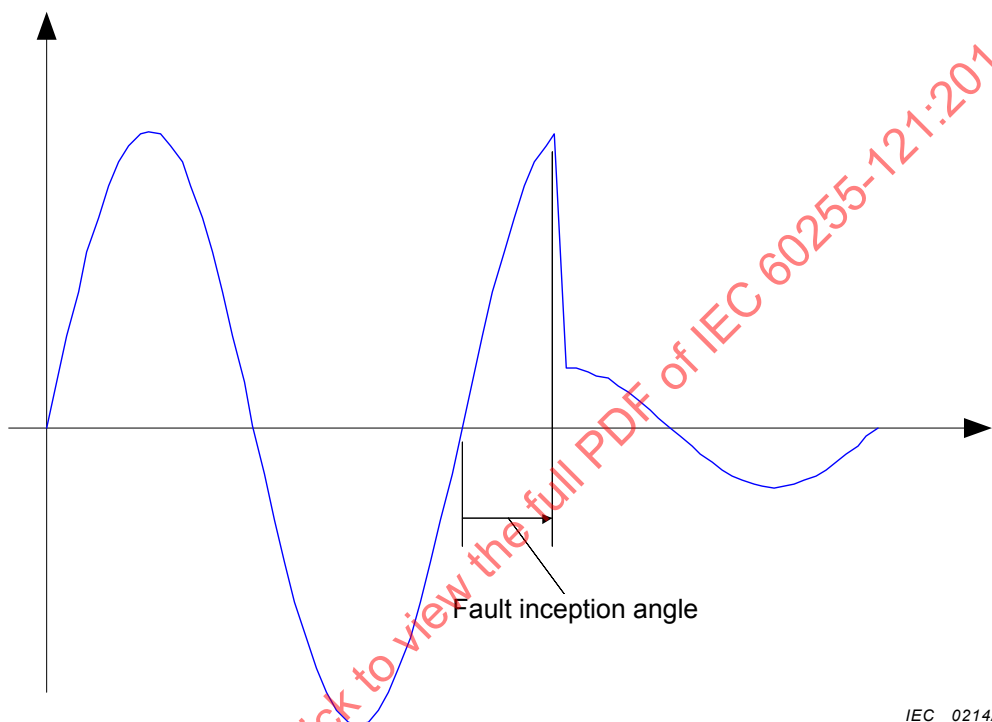


Figure I.13 – Ramp of shots with binary search algorithm

Annex J (normative)

Definition of fault inception angle

The fault inception angle is the angle, on a fundamental frequency sine wave, between the inception of the fault and the nearest preceding zero crossing with a positive derivative as shown in Figure J.1.



IEC 0214/14

Figure J.1 – Graphical definition of fault inception angle

Furthermore, the definition of fault inception angle applies to a voltage at the location in the electrical circuit where the fault is applied. (This has a bearing on the tests based on a two source equivalent network, where the voltage may differ across the network due to load.) The exact voltage is determined by the type of fault that is applied. Table J.1 specifies which voltage the fault inception angle should relate to, depending on the applied fault type.

Table J.1 – Fault type and reference voltage

Fault type	Reference voltage
L1N	U_{L1}
L2N	U_{L2}
L3N	U_{L3}
L1L2N	$U_{L1}-U_{L2}$
L2L3N	$U_{L2}-U_{L3}$
L3L1N	$U_{L3}-U_{L1}$
L1L2	$U_{L1}-U_{L2}$
L2L3	$U_{L2}-U_{L3}$
L3L1	$U_{L3}-U_{L1}$
L1L2L3	U_{L1}

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014

Annex K (normative)

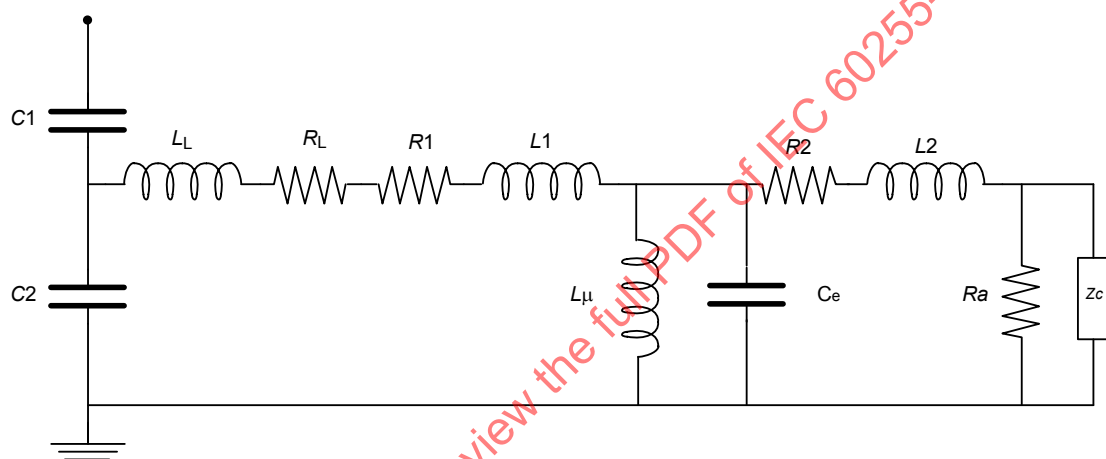
Capacitive voltage instrument transformer model

K.1 General

This annex describes the model of capacitive voltage transformer (CVT) that should be used in some of the tests in this document.

K.2 Capacitor voltage transformer (CVT)

The equivalent electrical circuit of the CVT is given in Figure K.1.



IEC 0215/14

Figure K.1 – CVT equivalent electrical circuit

Tables K.1 and K.2 give the parameter values for the 50 Hz and 60 Hz versions of the CVT model. All values are referred to the primary side voltage (400 kV).

Table K.1 – Parameter values for the 50 Hz version of the CVT model

Rated primary phase to phase voltage	kV	400
Rated secondary phase to phase voltage	V	100
Ratio equivalent to the intermediate transformer		194,0
Capacitance C_1	pF	4 210
Capacitance C_2	pF	80 000
Resistance of the compensation inductor R_L	Ω	650
Compensation inductor inductance L_L	H	107
Damping resistance R_a	k Ω	177,7
Intermediate transformer resistance R_1	Ω	1 550
Intermediate transformer inductance L_1	H	5
Intermediate transformer resistance R_2	Ω	2 700
Intermediate transformer inductance L_2	H	8
Equivalent capacitance of the intermediate transformer C_e	F	0 (neglected)
Intermediate transformer magnetizing inductance L_μ	H	177 820
Load Z_c	VA/k Ω	80/1 840
Load power factor		1

Table K.2 – Parameter values for the 60 Hz version of the CVT model

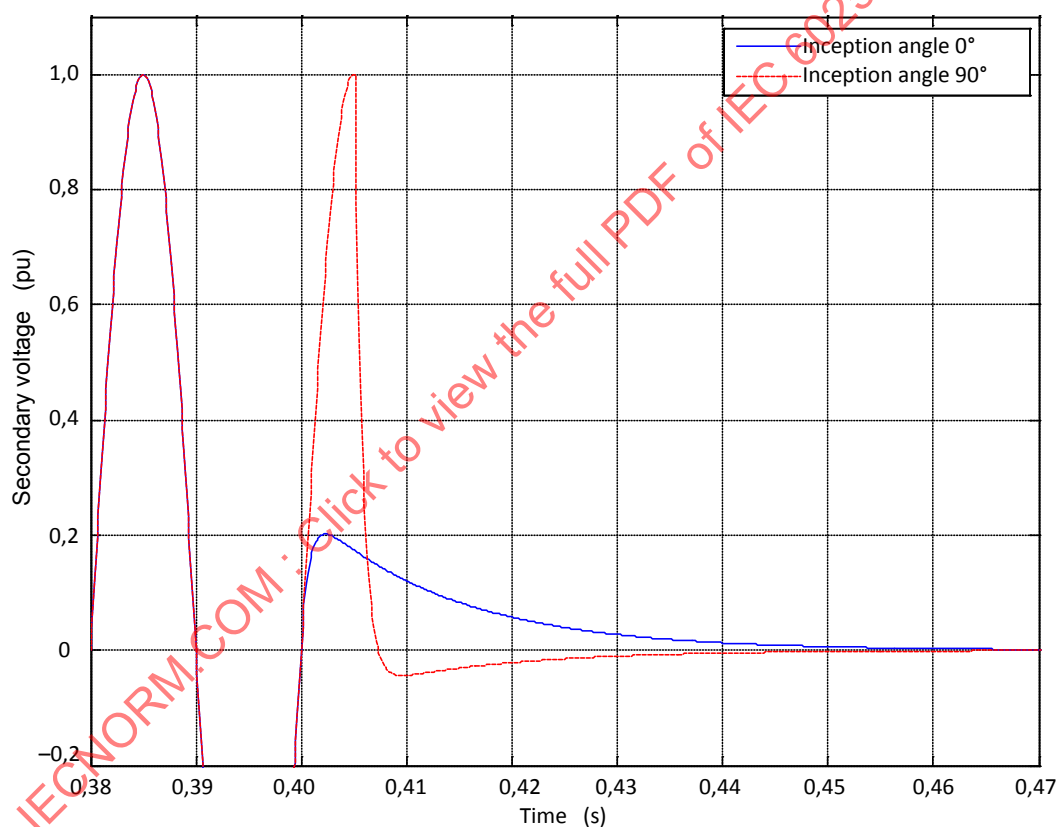
Rated primary phase to phase voltage	kV	400
Rated secondary phase to phase voltage	V	100
Ratio equivalent to the intermediate transformer		192,7
Capacitance C_1	pF	4210
Capacitance C_2	pF	80 000
Resistance of the compensation inductor R_L	Ω	650
Compensation inductor inductance L_L	H	70,6
Damping resistance R_a	k Ω	142,0
Intermediate transformer resistance R_1	Ω	1 550
Intermediate transformer inductance L_1	H	5
Intermediate transformer resistance R_2	Ω	2 700
Intermediate transformer inductance L_2	H	8
Equivalent capacitance of the intermediate transformer C_e	F	0 (neglected)
Intermediate transformer magnetizing inductance L_μ	H	177 820
Load Z_c	VA/k Ω	80/1 840
Load power factor		1

The capacitance of the intermediate transformer C_e has been neglected considering that the oscillation it normally would have caused is attenuated effectively by the damping resistance R_a .

The ratios equivalent to the intermediate transformer have been adjusted individually in order to give the total rated ratio of 400/0,1 for the complete CVT models, including the burden. The damping resistance R_a itself constitutes the major part of the burden. Its purpose is to damp out transients, including those associated with ferro-resonance. The transient response of the model is classified as T2 according to IEC 61869-5:2011.

If the models are to represent the saturation of the intermediate transformer, the initial slope of the magnetizing curve corresponds to the value of the magnetizing inductance L_μ given in the tables above should be used. Also the saturation voltage should be well above the rated voltage not to cause any influence during the tests.

For reference the transient response of the 50 Hz version of the CVT model is shown in Figure K.2 for 0° and 90° fault inception angle. The transient time constant of the 60 Hz version is shorter, corresponding to the shorter sinusoidal cycle. The magnitude of the transient is the same for both versions.



IEC 0216/14

Figure K.2 – Transient response of the 50 Hz version of the CVT model

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	155
1 Domaine d'application	157
2 Références normatives	158
3 Termes et définitions	158
4 Spécification de la fonction	159
4.1 Généralités	159
4.2 Grandeurs d'alimentation d'entrée/grandeurs d'alimentation	160
4.3 Signaux d'entrée binaires	161
4.4 Logique fonctionnelle	161
4.4.1 Identification des phases en défaut	161
4.4.2 Signaux directionnels	162
4.4.3 Caractéristiques de la fonction de protection de distance	162
4.4.4 Temporisateurs de zone de protection de distance	162
4.5 Signaux de sortie binaires	163
4.5.1 Généralités	163
4.5.2 Signaux de démarrage (pickup)	163
4.5.3 Signaux de fonctionnement	163
4.5.4 Autres signaux de sortie binaires	163
4.6 Fonctions/conditions d'influence complémentaires	164
4.6.1 Généralités	164
4.6.2 Courant d'appel	164
4.6.3 Fermeture sur défaut/déclenchement sur refermeture	164
4.6.4 Défaillance de signal de transformateur de tension (TP) (perte de tension)	164
4.6.5 Oscillations de puissance	164
4.6.6 Comportement avec des fréquences situées à l'extérieur du domaine de fonctionnement	165
5 Spécifications de performance	165
5.1 Généralités	165
5.2 Étendue de mesure et domaine de fonctionnement	165
5.3 Précision de base de la caractéristique dans des conditions de régime établi	165
5.3.1 Généralités	165
5.3.2 Détermination de l'exactitude relative à la valeur de réglage du retard temporel	166
5.3.3 Temps de dégagement	167
5.4 Performance dynamique	167
5.4.1 Généralités	167
5.4.2 Dépassement sur transitoire (TO)	168
5.4.3 Temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR)	168
5.4.4 Temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR-CVT)	168
5.4.5 Temps de fonctionnement type	169
5.5 Performance avec harmoniques	170
5.5.1 Généralités	170
5.5.2 Essais d'harmoniques en régime établi	170
5.5.3 Essais des oscillations LC en transitoire	171

5.6	Performance au cours de l'écart de fréquence	171
5.6.1	Généralités	171
5.6.2	Essais de régime établi dans des conditions d'écart de fréquence	171
5.6.3	Essais en transitoire dans des conditions d'écart de fréquence.....	171
5.7	Essais de double alimentation.....	172
5.7.1	Généralités	172
5.7.2	Système ligne unique, double alimentation	172
5.7.3	Système ligne double, double alimentation	172
5.8	Exigences relatives aux transformateurs de mesure (TC, TP et CVT)	173
5.8.1	Généralités	173
5.8.2	Exigences relatives au transformateur de courant.....	173
6	Essais fonctionnels.....	178
6.1	Généralités	178
6.2	Essais de précision de la caractéristique en fréquence assignée	179
6.2.1	Généralités	179
6.2.2	Précision de base de la caractéristique dans des conditions de régime établi.....	179
6.2.3	Précision directionnelle de base dans des conditions de régime établi.....	192
6.2.4	Détermination de la précision relative à la valeur de réglage du retard temporel	197
6.2.5	Détermination et rapport du temps de dégagement.....	197
6.3	Performance dynamique	199
6.3.1	Généralités	199
6.3.2	Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR).....	200
6.3.3	Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (digrammes SIR-CVT)	210
6.3.4	Performance dynamique: essais de dépassement sur transitoire	215
6.3.5	Performance dynamique: temps de fonctionnement type	219
6.4	Performance avec des harmoniques	224
6.4.1	Essais d'harmoniques en régime établi	224
6.4.2	Essais d'oscillation transitoire (simulation de réseau L-C).....	225
6.5	Performance avec fréquence hors nominale.....	233
6.5.1	Essais d'écart de fréquence en régime établi	233
6.5.2	Essais d'écart de fréquence transitoire	236
6.6	Essais de double alimentation.....	242
6.6.1	Essais de double alimentation pour une seule ligne	242
6.6.2	Essais de double alimentation pour des lignes parallèles (sans inductance mutuelle)	248
6.6.3	Rapports relatifs aux résultats d'essai de double alimentation	252
7	Exigences relatives à la documentation	252
7.1	Rapport d'essais de type	252
7.2	Documentation.....	253
Annexe A (informative)	Caractéristiques d'impédance.....	254
A.1	Vue d'ensemble	254
A.1.1	Généralités	254
A.1.2	Caractéristique circulaire non directionnelle.....	254

A.1.3	Caractéristique "MHO"	255
A.1.4	Quadrilatère/polygone	256
A.2	Caractéristiques exemplaires	258
A.2.1	Généralités	258
A.2.2	Caractéristique circulaire non directionnelle (ohm)	258
A.2.3	Caractéristique de ligne de portée réactive	260
A.2.4	Caractéristique "MHO"	260
A.2.5	Caractéristique de lignes résistives et réactives sécantes	261
A.2.6	Caractéristique "MHO" avec décalage	261
Annexe B (informative) Guide informatif pour le comportement des temporisateurs dans les zones de protection de distance pour défauts évolutifs		263
Annexe C (normative) Exemple de réglages		265
Annexe D (normative) Calcul de moyenne, de médiane et de mode		268
D.1	Moyenne	268
D.2	Médiane	268
D.3	Mode	268
D.4	Exemple	268
Annexe E (informative) Saturation de TC et influence sur la performance des relais de distance		269
Annexe F (informative) Guide informatif pour essais de relais de distance selon la spécification des exigences relatives aux CT		272
F.1	Généralités	272
F.2	Données d'essai	273
F.3	Données de TC et modèle de TC	274
Annexe G (informative) Guide informatif pour le dimensionnement des TC pour la protection de distance		279
G.1	Généralités	279
G.2	Exemple 1	280
G.3	Exemple 2	282
Annexe H (normative) Calcul des réglages de relais en fonction du point générique P exprimés en termes de tension et de courant		286
H.1	Réglages pour une caractéristique quadrilatérale/polygonale	286
H.2	Réglages pour la caractéristique "MHO"	288
Annexe I (normative) Méthodes de rampes pour les essais de la précision de base de la caractéristique		289
I.1	Relation entre l'impédance de défaut simulée et les grandeurs analogues	289
I.2	État avant défaut	289
I.3	Défauts phase-terre	289
I.4	Défauts phase-phase	292
I.5	Rampes dans le plan d'impédance	294
I.5.1	Rampe pseudocontinue	294
I.5.2	Rampe de coups	295
Annexe J (normative) Définition de l'angle d'apparition de défaut		298
Annexe K (normative) Modèle de transformateur de mesure condensateur de tension		300
K.1	Généralités	300
K.2	Transformateur condensateur de tension (CVT)	300

Figure 2 – Spécification de la précision de base d'une caractéristique de fonctionnement	166
Figure 3 – Spécifications de l'exactitude angulaire de base des lignes directionnelles	167
Figure 4 – Diagramme SIR – Temps de fonctionnement moyen de courte ligne	170
Figure 5 – Positions de défaut devant être considérées pour spécifier les exigences relatives aux TC.....	175
Figure 6 – Procédure d'essai pour la précision de base de la caractéristique	180
Figure 7 – Points d'essai calculés A, B et C en fonction de l'étendue de mesure de U et I ..	181
Figure 8 – Points modifiés B' et C' en fonction du domaine de réglage limité	181
Figure 9 – Position des points d'essai A, B, C, D et E en fonction de l'étendue de mesure de U et I	182
Figure 10 – Position des points d'essai A, B', C', D et E en fonction de l'étendue de mesure de U et I	182
Figure 11 – Caractéristique quadrilatérale montrant dix points d'essai	183
Figure 12 – Caractéristique quadrilatérale montrant des rampes d'essai	184
Figure 13 – Caractéristique quadrilatérale montrant des limites de précision	185
Figure 14 – Caractéristique quadrilatérale/polygonale montrant des limites de précision.....	186
Figure 15 – Caractéristique "MHO" montrant neuf points d'essai.....	186
Figure 16 – Caractéristique "MHO" montrant des rampes d'essai.....	187
Figure 17 – Limites de précision pour la caractéristique "MHO"	188
Figure 18 – Essais de précision de base d'élément directionnel	193
Figure 19 – Essais d'exactitude d'élément directionnel dans le deuxième quadrant.....	194
Figure 20 – Essais de précision d'élément directionnel dans le deuxième quadrant	195
Figure 21 – Essais de précision d'élément directionnel dans le quatrième quadrant.....	195
Figure 22 – Lignes d'exactitude d'essai directionnelle dans le quatrième quadrant	196
Figure 23 – Position du défaut triphasé pour les essais du temps de dégagement	198
Figure 24 – Séquence d'événements pour les essais du temps de dégagement.....	199
Figure 25 – Réseau de système de puissance avec transfert de charge zéro.....	200
Figure 26 – Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement dynamique (diagramme SIR).....	204
Figure 27 – Diagramme SIR pour courte ligne: temps de fonctionnement minimal.....	205
Figure 28 – Diagramme SIR pour courte ligne: temps de fonctionnement moyen	206
Figure 29 – Diagramme SIR pour ligne courte: temps de fonctionnement maximal.....	206
Figure 30 – Essais de performance dynamique (diagrammes SIR).....	208
Figure 31 – Diagramme SIR pour longue ligne: temps de fonctionnement minimal	210
Figure 32 – Diagramme SIR pour longue ligne: temps de fonctionnement moyen.....	211
Figure 33 – Diagramme SIR pour longue ligne: temps de fonctionnement maximal	211
Figure 34 – Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement dynamique (diagramme SIR-CVT).....	214
Figure 35 – Diagramme SIR-CVT pour courte ligne: temps de fonctionnement minimal.....	216
Figure 36 – Diagramme SIR-CVT pour courte ligne: temps de fonctionnement moyen	216
Figure 37 – Diagrammes SIR-CVT pour une courte ligne: temps de fonctionnement maximal.....	217
Figure 38 – Statistiques des défauts pour le temps de fonctionnement type	220
Figure 39 – Distribution en fréquence du temps de fonctionnement	223

Figure 40 – Essai de rampe pour harmoniques	225
Figure 41 – Essai d'harmoniques en régime établi	227
Figure 42 – Réseau d'énergie simulé	228
Figure 43 – Organigramme des essais d'oscillation transitoire	230
Figure 44 – Tensions (U_{L1} , U_{L2} , U_{L3}) et courants (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3}) simulés	231
Figure 45 – Essais d'oscillation transitoire – Temps de fonctionnement	232
Figure 46 – Points d'essai pour des caractéristiques quadrilatérales	233
Figure 47 – Points d'essai pour la caractéristique "MHO"	233
Figure 48 – Sens des rampes d'essai pour la caractéristique quadrilatérale	234
Figure 49 – Sens des rampes d'essai pour la caractéristique "MHO"	234
Figure 50 – Essais d'écart de fréquence en régime établi	237
Figure 51 – Modèle de courte ligne pour l'essai d'écart de fréquence	238
Figure 52 – Organigramme des essais d'écart de fréquence transitoire	240
Figure 53 – Diagrammes SIR pour essais d'écart de fréquence – temps de fonctionnement moyen	241
Figure 54 – Modèle de réseau pour essais d'une seule ligne	242
Figure 55 – Défaut phase terre	243
Figure 56 – Défaut entre phases	243
Figure 57 – Défaut biphasé à la terre	244
Figure 58 – Défaut triphasé	244
Figure 59 – Modèle de réseau pour essais de lignes parallèles	249
Figure 60 – Modèle de réseau pour l'essai d'inversion de courant	250
Figure A.1 – Caractéristique circulaire non directionnelle avec supervision directionnelle	254
Figure A.2 – Caractéristique MHO	255
Figure A.3 – Caractéristiques quadrilatérales/polygonales	257
Figure A.4 – Caractéristique circulaire non directionnelle (ohm)	259
Figure A.5 – Caractéristique de ligne de portée réactive	260
Figure A.6 – Caractéristiques "MHO"	260
Figure A.7 – Caractéristiques de lignes résistives et réactives sécantes	261
Figure A.8 – "MHO" avec décalage	261
Figure B.1 – Le même type de défaut évoluant de la zone temporisée 3 (position 1) à la zone temporisée 2 (position 2) après 200 ms	263
Figure B.2 – Défaut phase-terre dans la zone temporisée 3 (position 1) évoluant en défaut triphasé dans la même zone (position 2) après 200 ms	264
Figure C.1 – Exemple de réglage pour une ligne d'alimentation radiale	265
Figure C.2 – Défaut phase-terre (LN)	266
Figure C.3 – Défaut phase-phase(LL)	267
Figure E.1 – Positions de défaut devant être considérées pour spécifier les exigences relatives aux TC	270
Figure F.1 – Positions de défaut devant être prises en considération	272
Figure F.2 – Réseau à double source	273
Figure F.3 – Courbe d'aimantation pour le TC de base	276
Figure F.4 – Courant secondaire à la limite de saturation provoquée par la composante alternative sans flux rémanent dans le TC	276

Figure F.5 – Courant secondaire en cas de décalage CC maximal	277
Figure G.1 – Exemple 1 de relais de distance	280
Figure G.2 – Exemple 2 de relais de distance	282
Figure H.1 – Caractéristique quadrilatérale/polygonale montrant le point d'essai P sur la ligne de portée réactive	286
Figure H.2 – Caractéristique quadrilatérale de la fonction de protection de distance montrant le point d'essai P sur la ligne de portée résistive	287
Figure H.3 – Caractéristique "MHO" montrant le point d'essai P	288
Figure I.1 – Diagramme à trois lignes montrant les connexions de relais et le défaut L1N	290
Figure I.2 – Phaseurs de tension et de courant pour le défaut L1N	290
Figure I.3 – Tensions et courants pour le défaut L1N, courant de défaut constant	291
Figure I.4 – Tensions et courants pour le défaut L1N, tension de défaut constante	291
Figure I.5 – Diagramme à trois lignes montrant les connexions de relais et le défaut L1L2	292
Figure I.6 – Phaseurs de tension et de courant pour le défaut L1L2	293
Figure I.7 – Tensions et courants pour le défaut L1L2, courant de défaut constant	293
Figure I.8 – Tensions et courants pour le défaut L1L2, tension de défaut constante	294
Figure I.9 – Caractéristique de relais de distance à rampes pseudocontinues sur un plan d'impédance	295
Figure I.10 – Rampe pseudocontinue montrant le changement par échelons d'impédance et l'échelon de temps	295
Figure I.11 – Caractéristique de relais de distance à rampes à coups sur un plan d'impédance	296
Figure I.12 – Rampe à coups montrant le changement par échelons d'impédance et l'échelon de temps	297
Figure I.13 – Rampe à coups avec algorithme de recherche dichotomique	297
Figure J.1 – Définition graphique de l'angle d'apparition de défaut	298
Figure K.1 – Circuit électrique équivalent du CVT	300
Figure K.2 – Réponse transitoire de la version 50 Hz du modèle de CVT	302
Tableau 1 – Exemple d'étendues de mesure et de domaines de fonctionnement de la protection de distance	165
Tableau 2 – Niveaux recommandés de rémanence dans les cas en option lorsque la rémanence est prise en considération	176
Tableau 3 – Précision de base de la caractéristique (quadrilatérale/polygonale) pour divers points	191
Tableau 4 – Précision de base globale de la caractéristique (quadrilatérale/polygonale)	191
Tableau 5 – Précision de base de la caractéristique pour divers points (MHO)	191
Tableau 6 – Précision de base globale de la caractéristique (MHO)	192
Tableau 7 – Précision directionnelle de base pour divers types de défauts	196
Tableau 8 – Exactitude directionnelle de base $e_{\alpha X}$	197
Tableau 9 – Résultats du temps de dégagement pour tous les essais	199
Tableau 10 – SIR de courte ligne et impédance de source pour un courant et une fréquence assignés	202
Tableau 11 – SIR de courte ligne et impédances de source pour d'autres valeurs du courant et de la fréquence assignés	203

Tableau 12 – SIR de longue ligne et impédances de source pour des valeurs sélectionnées du courant et de la fréquence assignés	208
Tableau 13 – SIR de longue ligne et impédances de source pour d'autres valeurs du courant et de la fréquence assignés.....	209
Tableau 14 – Impédance de source des SIR-CVT de courte ligne	212
Tableau 15 – Table de dépassement sur transitoire pour courte ligne	218
Tableau 16 – Table de dépassement sur transitoire pour longue ligne	218
Tableau 17 – Table de dépassement sur transitoire pour courte ligne avec des CVT	219
Tableau 18 – Temps de fonctionnement type	221
Tableau 19 – Temps de fonctionnement type	221
Tableau 20 – Temps de fonctionnement type	222
Tableau 21 – Temps de fonctionnement type (mode, médiane, moyenne).....	223
Tableau 22 – Essai d'harmoniques en régime établi.....	225
Tableau 23 – Valeurs de capacité	228
Tableau 24 – Précision de base de la caractéristique quadrilatérale/ polygonale à $f_{\min}$ et $f_{\max}$	235
Tableau 25 – Précision de base de la caractéristique "MHO" à $f_{\min}$ et $f_{\max}$	236
Tableau 26 – Essais sans charge avant défaut	245
Tableau 27 – Essais avec charge avant défaut	246
Tableau 28 – Essai d'inversion de courant	250
Tableau 29 – Défauts évolutifs (une seule ligne affectée)	251
Tableau 30 – Défauts évolutifs (les deux lignes étant affectées)	251
Tableau 31 – Résultats d'essai de double alimentation	252
Tableau F.1 – Données de courbe d'aimantation.....	275
Tableau G.1 – Courants de défaut	281
Tableau G.2 – Courants de défaut	283
Tableau J.1 – Type de défaut et tension de référence	299
Tableau K.1 – Valeurs des paramètres pour la version 50 Hz du modèle de CVT.....	301
Tableau K.2 – Valeurs des paramètres pour la version 60 Hz du modèle de CVT.....	301

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

RELAIS DE MESURE ET DISPOSITIFS DE PROTECTION –

Partie 121: Exigences fonctionnelles pour protection de distance

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). 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 de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 60255-121 a été établie par le comité d'études 95 de la CEI: Relais de mesure et dispositifs de protection.

La présente norme annule et remplace la CEI 60255-16.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
95/319/FDIS	95/321/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.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 60255-121, publiées sous le titre général *Relais de mesure et dispositifs de protection*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

IMPORTANT – Le logo "*colour inside*" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014

RELAIS DE MESURE ET DISPOSITIFS DE PROTECTION –

Partie 121: Exigences fonctionnelles pour protection de distance

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60255 spécifie les exigences minimales relatives à l'évaluation fonctionnelle et à l'évaluation des performances de la fonction de protection de distance typiquement utilisée, sans s'y limiter à des applications de lignes dans des systèmes électriques triphasés avec mise à la terre directe. La présente norme définit également comment documenter et éditer des essais de qualification.

La présente norme couvre la fonction de protection de distance dont la caractéristique de fonctionnement peut être définie sur un plan d'impédance et inclut la spécification de la fonction de protection, les caractéristiques de mesure, la sélection de phase, la directionnalité, les caractéristiques de démarrage et de temporisation.

Les méthodologies d'essai pour vérifier les caractéristiques de performance et de précision sont incluses dans la présente norme. La norme définit les facteurs d'influence qui affectent la précision dans des conditions de régime établi et les caractéristiques de performance pendant des conditions dynamiques. Pour la fonction de protection, elle inclut aussi les exigences relatives aux transformateurs de mesure.

Les fonctions de protection de distance couvertes par la présente norme sont comme suit:

	IEEE/ANSI C37.2 Numéros de fonction	CEI 61850-7-4 Nœuds logiques
Protection de distance de phase	21	PDIS
Protection de distance de terre (masse)	21G	PDIS

La présente norme ne spécifie pas la description fonctionnelle des caractéristiques complémentaires souvent associées à des relais de distance numériques, tels que les relais blocage d'oscillation de puissance (PSB)¹, les relais de déclenchement contre les pertes de synchronisme (OST)², la supervision des transformateurs de tension (VT), la fermeture sur défaut (SOTF)³, le déclenchement sur refermeture (TOR)⁴, la logique pour des défauts multiples dans des réseaux non efficacement mis à la terre, et la logique de conversion de déclenchement. Seule leur influence sur la fonction de protection de distance est couverte dans la présente norme. La protection de lignes à compensation série ne relève pas du domaine d'application de la présente norme.

Les exigences générales relatives aux relais de mesure et aux équipements de protection sont définies dans la norme CEI 60255-1.

1 Power swing blocking *en anglais*.

2 Out of step tripping *en anglais*.

3 Switch on to fault *en anglais*.

4 Trip on reclose *en anglais*.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60050 (toutes les parties), *Vocabulaire Electrotechnique International* (disponible sous <<http://www.electropedia.org>>)

CEI 60255-1, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 1: Exigences générales*

CEI 61850 (toutes les parties), *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques*

CEI 61869-2:2012, *Transformateurs de mesure – Partie 2: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs de courant*

CEI 61869-5:2011, *Transformateurs de mesure – Partie 5: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs condensateurs de tension*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans la CEI 60050-444, CEI 60050-447, CEI 60050-448 ainsi que les définitions suivantes s'appliquent.

3.1

protection de distance

protection à sélectivité relative de section dont le fonctionnement et la sélectivité dépendent de la mesure locale de grandeurs électriques à partir desquelles la distance équivalente du défaut est évaluée par comparaison avec des réglages de zones

[SOURCE: CEI 60050-448:1995, 448.14.01]

3.2

zones d'une protection à sélectivité relative de section

portées des éléments de mesure d'une protection à sélectivité relative de section, en général une protection de distance, dans un réseau d'énergie

Note 1 à l'article: Ces protections à sélectivité relative de section, en général des protections de distance, comportent souvent deux ou trois zones ou même plus. Ces zones sont en général disposées de sorte que la plus courte zone corresponde à une impédance légèrement inférieure à celle de la section protégée et que le fonctionnement correspondant soit normalement instantané. Les zones à réglages de portée plus longs sont en général temporisées pour que la sélectivité soit assurée.

[SOURCE: CEI 60050-448:1995, 448.14.02]

3.3

domaine de fonctionnement

domaine à l'intérieur duquel dans des conditions spécifiées, un relais de mesure est capable d'assurer sa fonction prévue, conformément aux exigences spécifiées

Note 1 à l'article: Lorsque des exigences concernant la précision doivent être respectées, voir étendue de mesure (CEI 60050:2010, 447.07.08).

[SOURCE: CEI 60050-447:2010, 447.03.16]

3.4

étendue de mesure

partie du domaine de fonctionnement d'une grandeur d'alimentation d'un relais ou de sa grandeur caractéristique, à l'intérieur de laquelle les exigences relatives à la précision sont remplies

[SOURCE: CEI 60050-447:2010, 447.07.08]

3.5

grandeur caractéristique

grandeur électrique ou un de ses paramètres dont le nom caractérise un relais de mesure et dont les valeurs font l'objet d'exigences relatives à la précision

[SOURCE: CEI 60050-447:2010, 447.07.01]

3.6

temps de fonctionnement

temps écoulé entre l'instant où la grandeur caractéristique d'un relais de mesure en état de retour est modifiée, dans des conditions spécifiées, et l'instant où le relais fonctionne

[SOURCE: CEI 60050-447:2010, 447.05.05]

3.7

temps de dégagement

temps écoulé entre l'instant où la grandeur d'alimentation d'entrée subit une variation spécifiée, susceptible de faire dégager le relais, et l'instant où il dégage

Note 1 à l'article: Le temps de dégagement est un paramètre qui est plus communément décrit par le terme "temps de réarmement" ("reset time").

[SOURCE: CEI 60050-447:2010, 447.05.10]

3.8

rapport d'impédance du réseau

SIR

en un point de mesure donné, en général à une extrémité d'une ligne, rapport de l'impédance de source du réseau d'énergie à l'impédance de la zone protégée

Note 1 à l'article: SIR signifie source impedance ratio en anglais.

[SOURCE: CEI 60050-448:1995, 448.14.14]

4 Spécification de la fonction

4.1 Généralités

Un schéma de principe de la fonction de protection de distance est montré à la Figure 1. Les principaux éléments sont:

- détection de défaut/démarrage,
- sélection de phase,
- détermination directionnelle,
- calculs d'impédance de boucle,
- caractéristique de la protection de distance,
- logique fonctionnelle.

Les conceptions de la fonction de protection de distance diffèrent d'un fabricant à l'autre, et certaines ont une architecture différente de celle qui est montrée à la Figure 1.

4.2 Grandeurs d'alimentation d'entrée/grandeurs d'alimentation

Les grandeurs d'alimentation d'entrée sont les signaux de mesure, qui sont la tension et le courant dans le cas de la protection de distance. Leurs caractéristiques assignées et les normes pertinentes sont spécifiées dans la CEI 60255-1. Les grandeurs d'alimentation d'entrée peuvent être présentées à la logique fonctionnelle de la protection de distance soit sous la forme d'un câblage mécanique partant de transformateurs de tension et de courant, soit sous la forme d'un paquet de données sur un port de communication utilisant un protocole de communication approprié (tel que la CEI 61850-9-2).

Pour la fonction de protection de distance triphasée, les grandeurs d'alimentation d'entrée doivent être spécifiées. À titre d'exemple:

Tension entre phase et terre: U_{L1} , U_{L2} et U_{L3}

Courants de phase: I_{L1} , I_{L2} et I_{L3}

Les fonctions de protection de distance peuvent avoir une entrée pour le courant de ligne résiduel. En outre, la fonction de protection de distance peut avoir une entrée issue du courant résiduel d'une ligne parallèle. Cependant, l'influence du couplage mutuel à partir d'une ligne parallèle n'est pas prise en considération dans la présente norme.

Dans toute la mesure requise pour une application et des essais corrects, le fabricant doit spécifier quelles grandeurs d'alimentation sont utilisées pour le fonctionnement des éléments de protection de distance. Par exemple:

- utilisation de tensions entre phase et terre ou entre phases,
- utilisation de courants de phase et courants résiduels (mesurés ou calculés),
- utilisation de signaux dérivés à partir de grandeurs de phase, par exemple courant inverse, tension homopolaire, et détection de ΔI et/ou ΔV .

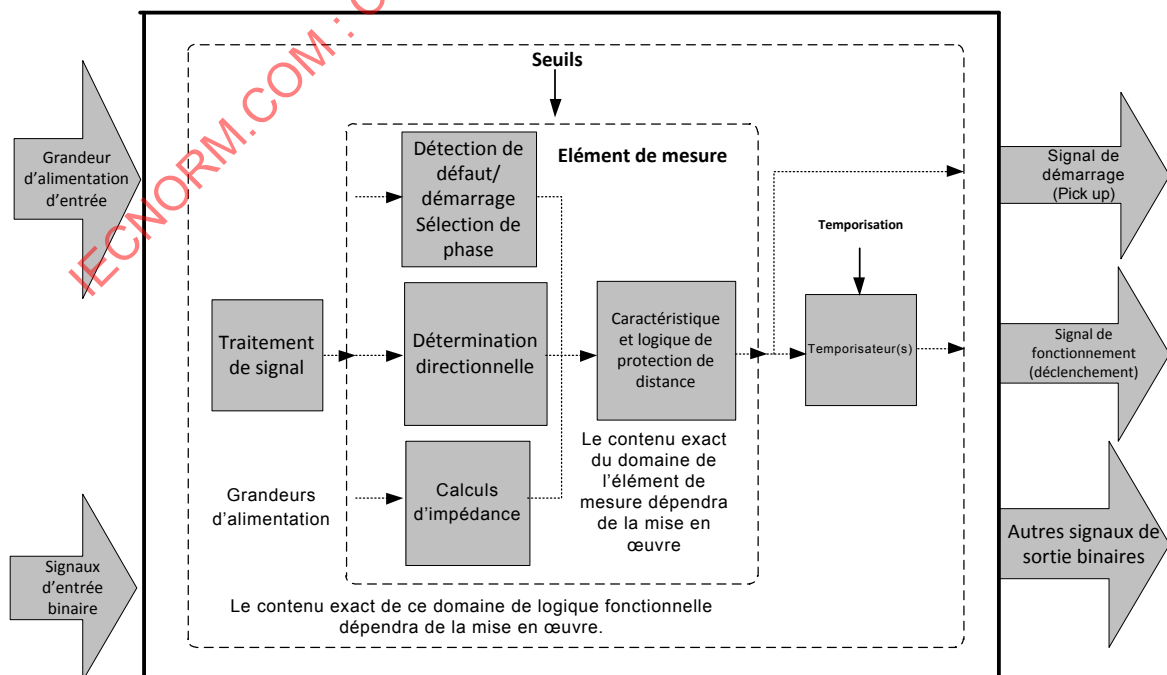


Figure 1 – Schéma de principe simplifié d'une fonction de protection de distance

La fonction de distance peut fournir les signaux de sortie directionnels suivants:

- défaut dans le sens direct,
- défaut dans le sens inverse.

Selon la conception du relais, les signaux directionnels sont utilisés en interne de diverses façons par des éléments de distance. Les signaux directionnels sont également importants pour les schémas de téléprotection.

Les différentes conceptions et architectures de relais utilisées étant nombreuses, aucune spécification générale ne peut être donnée pour les éléments directionnels. Le fabricant doit décrire le principe utilisé pour les éléments directionnels, y compris tous les paramètres de réglage requis, la signification et l'utilisation des valeurs de réglage et des signaux de sortie.

4.3 Signaux d'entrée binaires

Si cela est applicable, le fabricant doit déclarer et décrire le signal ou les signaux d'entrée binaire(s) requis pour le fonctionnement correct des éléments de distance dans le but de démontrer leur effet sur les caractéristiques de la fonction de protection et du temps de réponse. Par exemple, perte de tension en raison de la fusion d'un fusible, d'une autre entrée bloquante quelconque, d'une extension de zone, etc.

Les signaux d'entrée binaires du relais peuvent être traditionnellement câblés à des entrées physiques ou être des signaux binaires arrivant au relais sur un port de communication utilisant un protocole de communication ou signal à partir d'un élément fonctionnel interne tel qu'une perte de tension en raison de la fusion de fusibles, la détection d'une oscillation de puissance, etc. Les définitions, les caractéristiques assignées et les normes pour les signaux d'entrée binaires sont spécifiées dans la CEI 60255-1.

4.4 Logique fonctionnelle

4.4.1 Identification des phases en défaut

La fonction d'identification de phases en défaut dans la protection de distance a pour but de fournir des informations relatives aux phases impliquées dans le défaut et aussi si la terre est impliquée (pour les défauts monophasés à la terre et biphasés à la terre). L'identification des phases en défaut est également importante pour la localisation des défauts et la téléprotection ainsi que pour le déclenchement et le réenclenchement monophasé.

L'identification des phases en défaut peut être mise en question dans certaines conditions de défaut, tels que, les défauts évolutifs, les défauts multiples, les défauts de résistance élevée et des conditions de réseau à faible impédance.

L'identification des phases en défaut peut utiliser, comme grandeurs d'entrée, des courants phase et/ou leurs composantes symétriques, des tensions phase et /ou leurs composantes symétriques, et/ou des impédances de boucle mesurées. Les différentes conceptions et architectures de relais utilisées étant nombreuses, aucune spécification générale ne peut être donnée pour la fonction d'identification des phases en défaut. L'identification des phases en défaut doit permettre des boucles de distance appropriées et neutraliser les autres boucles afin de maintenir la sûreté de fonctionnement et la sécurité.

Le fabricant doit décrire le principe utilisé pour l'identification des phases en défaut et spécifier tous les paramètres de réglage requis, la signification et l'utilisation des valeurs de réglage et des signaux de sortie affirmés par la fonction d'identification des phases en défaut.

Le relais de protection de distance doit détecter et indiquer les phases en défaut appropriées et aussi indiquer si la terre est impliquée dans le défaut (pour les défauts monophasés à la terre et les défauts biphasés à la terre).

4.4.2 Signaux directionnels

La fonction de distance peut fournir les signaux de sortie directionnels suivants:

- défaut dans le sens direct,
- défaut dans le sens inverse.

Selon la conception du relais, les signaux directionnels sont utilisés en interne de diverses façons par des éléments de distance. Les signaux directionnels sont également importants pour les schémas de téléprotection.

Les différentes conceptions et architectures de relais utilisées étant nombreuses, aucune spécification générale ne peut être donnée pour les éléments directionnels. Le fabricant doit décrire le principe utilisé pour les éléments directionnels, y compris tous les paramètres de réglage requis, la signification et l'utilisation des valeurs de réglage et des signaux de sortie.

4.4.3 Caractéristiques de la fonction de protection de distance

Le relais de distance doit avoir une fonction de mesure de distance et il doit avoir une caractéristique de fonctionnement où le relais doit fonctionner à l'intérieur d'une frontière caractéristique. Plusieurs caractéristiques différentes de fonctionnement de protection de distance sont utilisées. Pour le régime établi (conditions statiques), les caractéristiques de fonctionnement sont décrites par des figures et des formes géométriques dans le plan d'impédance complexe ($R-X$) (voir Annexe A pour des informations complémentaires) ou par des formules mathématiques. Il est important de noter que ces caractéristiques peuvent changer de façon dynamique dans des conditions transitoires et de défauts. Les différentes conceptions et architectures de relais utilisées étant nombreuses, aucune spécification générale ne peut être fournie pour cette fonction.

Le fabricant doit déclarer les caractéristiques de fonctionnement dans le plan d'impédance, sous forme graphique ou par des formules mathématiques, pour les défauts phase-terre (LN), entre phases (LL) et triphasés (LLL) dans le plan d'impédance choisi tel que ohms/boucle ou ohms/phase. Les caractéristiques de fonctionnement doivent être référencées à la valeur (ou aux valeurs) d'impédance de fonction de protection de distance pour une ligne d'alimentation radiale sans charge superposée. L'Annexe A fournit un certain nombre de caractéristiques de fonctionnement communément utilisées.

Les critères de fonctionnement pour la sélection des phases (ou éléments de démarrage), s'ils sont disponibles, doivent être déclarés par le fabricant. La caractéristique de fonctionnement doit être déclarée par le fabricant en fonction des paramètres réglables, pour les défauts LN, LL et LLL dans le plan d'impédance choisi ou par des formules mathématiques.

Si une caractéristique d'empiètement de charge est disponible, le fabricant doit fournir sa caractéristique de fonctionnement, pour les défauts LN, LL et LLL dans le plan d'impédance choisi ou par des formules mathématiques, en fonction des réglages connexes.

Si une caractéristique directionnelle est disponible, le fabricant doit fournir sa caractéristique de fonctionnement, pour les défauts LN, LL et LLL dans le plan d'impédance choisi ou par des formules mathématiques, en fonction des réglages connexes.

Le fabricant doit déclarer toutes les caractéristiques de fonctionnement qui influencent la performance de protection, telles que le courant d'activation minimal, le courant résiduel issu d'une ligne parallèle.

4.4.4 Temporisateurs de zone de protection de distance

Le comportement des temporisateurs dans les zones de protection de distance temporisée peut être différent selon la philosophie de conception du relais. Dans le cas des défauts évolutifs, les conceptions différentes peuvent conduire à des temps de fonctionnement différents, lorsque la même condition de défaut évolutif est appliquée. Il est donc nécessaire

de connaître le comportement du relais de protection de distance au cours des défauts évolutifs afin de s'assurer la sélectivité dans des applications de secours à distance. Les fabricants de relais doivent décrire la philosophie de conception des temporisateurs associés à des zones différentes et également, si elle est disponible, celle des temporisateurs associés à différents types de défaut dans la même zone.

L'Annexe B, informative, montre deux exemples particuliers d'événements de défauts évolutifs pour des zones de protection de distance de secours temporisée afin de fournir des conseils aux fabricants pour rapporter les informations relatives à la philosophie de conception des temporisateurs de zone.

4.5 Signaux de sortie binaires

4.5.1 Généralités

Les signaux de sortie binaires du relais peuvent être traditionnellement câblés ou être des signaux binaires issus du relais sur un port de communication utilisant un protocole de communication. Les définitions, les caractéristiques assignées et les normes pour les signaux de sortie binaires sont spécifiées dans la CEI 60255-1.

4.5.2 Signaux de démarrage (pickup)

Le signal de démarrage (pickup) dans une fonction de protection de distance a pour but de fournir des informations relatives à la détection d'un défaut. Dans certaines conceptions de relais, le signal de démarrage (pickup) est utilisé pour bloquer ou libérer des éléments individuels de mesure. En outre, les signaux de démarrage sont utilisés pour des schémas de téléprotection.

L'élément de démarrage peut utiliser, comme grandeurs d'entrée, des courants phase et/ou leurs composantes symétriques, des tensions phases et/ou leurs composantes symétriques et/ou des impédances de boucle mesurées, car il existe différentes conceptions et architectures de relais. Le fabricant doit spécifier, dans toute la mesure requise pour l'application et les essais corrects, les informations relatives aux signaux de démarrage; la caractéristique et la logique utilisées pour l'élément de démarrage/détection de défaut; les paramètres de réglage requis; la signification et l'utilisation des valeurs de réglages; et les signaux de sortie affirmés par la fonction.

4.5.3 Signaux de fonctionnement

Les signaux de fonctionnement sont générés par l'élément de distance organisé en zones. Les relais de distance numériques ont plusieurs zones de distance pour les défauts tant phase-terre que phase-phase. Chaque zone de distance peut fournir des signaux de fonctionnement indépendants.

Les zones de distance combinent les signaux issus des éléments de démarrage, de sélection de phase, ceux issus de calculs de caractéristique de distance/impédances de boucle, des temporisateurs dans la logique de déclenchement pour produire le signal de fonctionnement.

Les signaux de fonctionnement comprennent:

- fonctionnement de L1,
- fonctionnement de L2,
- fonctionnement de L3,
- fonctionnement de L1, L2, L3.

4.5.4 Autres signaux de sortie binaires

Les autres sorties binaires relatives à la fonction de protection de distance doivent être décrites par le fabricant.

4.6 Fonctions/conditions d'influence complémentaires

4.6.1 Généralités

Les conditions suivantes peuvent affecter le comportement de la fonction de protection de distance. Ces conditions peuvent être détectées par des éléments de fonction complémentaires qui interagissent alors avec le relais de protection de distance à travers des entrées ou signaux externes issus d'éléments fonctionnels internes de façons prédéfinies, par exemple en bloquant la protection de distance en cas de perte de tension.

Le fabricant doit décrire le comportement de la fonction de protection de distance pendant les conditions ci-après.

4.6.2 Courant d'appel

Le courant d'appel dû à la commutation de transformateur de puissance peut générer des signaux de démarrage ou de fonctionnement intempestifs par la fonction de protection de distance.

4.6.3 Fermeture sur défaut/déclenchement sur refermeture

La condition de fermeture sur défaut est définie comme la fermeture du disjoncteur sur une condition de court-circuit. Le déclenchement sur refermeture est défini comme un cas spécial d'une condition de commutation sur défaut où la commande de refermeture est faite par la fonction de réenclenchement automatique.

Les conditions de fermeture sur défaut et de réenclenchement triphasé sur défaut sont caractérisées par l'absence de tensions de ligne avant défaut lorsque des transformateurs de potentiel (TP) sont sur le côté ligne du disjoncteur (CB⁵). Lorsque le CB est ouvert, la fonction de protection de distance mesure des tensions et des courants de ligne nuls et brusquement, lorsque le CB se ferme, elle mesure les tensions et courants de défaut (le disjoncteur de ligne est fermé sur le défaut permanent).

La protection de fermeture sur défaut est donc une fonction auxiliaire de la protection de distance de ligne. Elle peut être mise en œuvre (intégrée) dans la fonction de protection de distance ou être disponible comme une fonction séparée.

4.6.4 Défaillance de signal de transformateur de tension (TP) (perte de tension)

La perte d'une ou plusieurs tensions de secondaires, sans perte équivalente du signal ou des signaux de tensions primaires respectifs, est appelée défaillance de signal de transformateur de tension. Cet événement peut amener la fonction de protection de distance à déclencher instantanément. La condition de défaillance de signal de TP est habituellement détectée et la protection de distance bloquée par la fonction de détection de défaillance de signal de TP. La détection de défaillance de signal de TP peut être mise en œuvre en étant interne au relais de protection de distance ou elle peut être un dispositif externe, auquel cas le blocage est obtenu en alimentant un signal d'entrée binaire de relais ou par le biais de communications entre le relais de détection de défaillance de signal de TP et le relais de distance. Le relais peut déclencher si le signal de blocage atteint trop tard la fonction de protection de distance.

4.6.5 Oscillations de puissance

L'oscillation de puissance est définie comme une variation du flux de puissance triphasée qui se produit lorsque les angles de rotor de génératrice sont en avance ou en retard les uns par rapport aux autres en réponse à des changements apportés à la charge, à une commutation de ligne, à une perte de production, à des défauts et autres perturbations de système.

⁵ Circuit breaker *en anglais*.

Lorsque des angles de phase des tensions aux bornes d'un générateur, ou d'un groupe de générateurs, dépassent 180° par rapport au reste du système de puissance connecté, le générateur ou le groupe de générateurs est en perte de synchronisme (ou glissement de pôle) avec le reste du système de puissance.

Une oscillation de puissance est considérée comme étant stable si les générateurs ne présentent pas de glissement de pôle et le système atteint un nouvel état d'équilibre. Si les générateurs subissent un état de glissement de pôles, le système de puissance est considéré comme étant instable. La trajectoire d'impédance au cours des oscillations de puissance peut empiéter sur les caractéristiques du relais. Si la trajectoire d'impédance mesurée reste dans la zone du relais de distance pendant un temps suffisant, le relais produira un signal de déclenchement.

4.6.6 Comportement avec des fréquences situées à l'extérieur du domaine de fonctionnement

Dans des conditions d'urgence et des conditions de démarrage autonome du système, il est important de comprendre le comportement du relais de distance lorsque la fréquence se situe à l'extérieur du domaine de fonctionnement. Les fabricants doivent déclarer le comportement du relais de distance lorsque la fréquence se situe à l'extérieur du domaine de fonctionnement.

5 Spécifications de performance

5.1 Généralités

Sachant que la présente norme spécifie les exigences minimales pour la protection de distance, il n'est pris en considération et présenté ici que les spécifications de performance qui sont appropriées pour satisfaire à ces exigences minimales. La norme définit également comment la performance relative à ces exigences minimales doit être documentée par le fabricant. Le fabricant accomplit généralement un ensemble beaucoup plus vaste d'essais et produit une grande quantité de données pour assurer la performance de son dispositif de protection.

5.2 Étendue de mesure et domaine de fonctionnement

Le Tableau 1 montre, par un exemple, comment l'étendue de mesure et le domaine de fonctionnement doivent être déclarés par le fabricant. Selon la technologie du relais, les valeurs de domaine et d'étendue peuvent différer de celles du tableau donné, les valeurs y étant fournies à titre d'exemple pour indiquer le format des données. L'étendue de mesure et le domaine de fonctionnement doivent être déclarés par le fabricant et les données doivent être éditées conformément au format donné dans le Tableau 1. Le comportement de la protection de distance à l'extérieur de l'étendue de mesure doit être déclaré par le fabricant.

Tableau 1 – Exemple d'étendues de mesure et de domaines de fonctionnement de la protection de distance

Grandeur	Étendue de mesure	Domaine de fonctionnement
Courant	20 % à 1 000 % du courant assigné	20 % à 4 000 % du courant assigné
Tension	5 % à 150 % de la tension assignée	2 % à 200 % de la tension assignée
Ecart de fréquence	-2 % à +2 % de la fréquence assignée	-5 % à +5 % de la fréquence assignée

5.3 Précision de base de la caractéristique dans des conditions de régime établi

5.3.1 Généralités

Le présent paragraphe a pour but de fournir une mesure de la forme de la caractéristique et son exactitude inhérente. Les méthodes d'essai qui doivent être utilisées pour cette

évaluation sont décrites à l'Article 6 et le fabricant doit déclarer la méthode spécifique utilisée.

L'Annexe C fournit un exemple de réglage pour une ligne d'alimentation radiale. Au minimum, le fabricant doit fournir les valeurs de réglage pour l'équipement afin de satisfaire aux exigences données à l'Annexe C.

Le fabricant doit déclarer l'erreur de base de la caractéristique de fonctionnement dans le plan d'impédance R - X au sein de l'étendue de mesure déclarée. Une spécification exemplaire de l'exactitude pour une caractéristique quadrilatérale/polygonale est montrée à la Figure 2. Une description similaire peut être fournie pour d'autres caractéristiques. La précision de base est désignée par deux paramètres, à savoir ε_R et ε_X . Si le rapport entre les valeurs de réglage dans la direction X et dans la direction R diffère considérablement des conditions définies à l'Article 6, l'erreur pour la caractéristique quadrilatérale/polygonale peut augmenter. Pour cette raison, le fabricant peut spécifier facultativement une exactitude réduite pour ces conditions.

NOTE Lorsque les limites de la caractéristique ne sont pas perpendiculaires aux axes R et X , les valeurs ε_R et ε_X ne sont pas exactement les erreurs des composantes résistives et réactives. Cependant, elles sont toujours relatives aux composantes résistives et réactives.

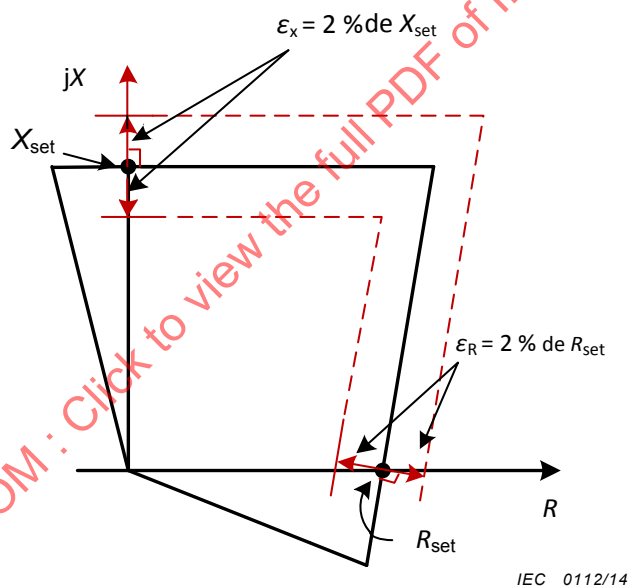


Figure 2 – Spécification de la précision de base d'une caractéristique de fonctionnement

La Figure 3 montre la description graphique d'une exactitude angulaire de lignes directionnelles (exemple: sens direct), si elles sont disponibles dans le dispositif.

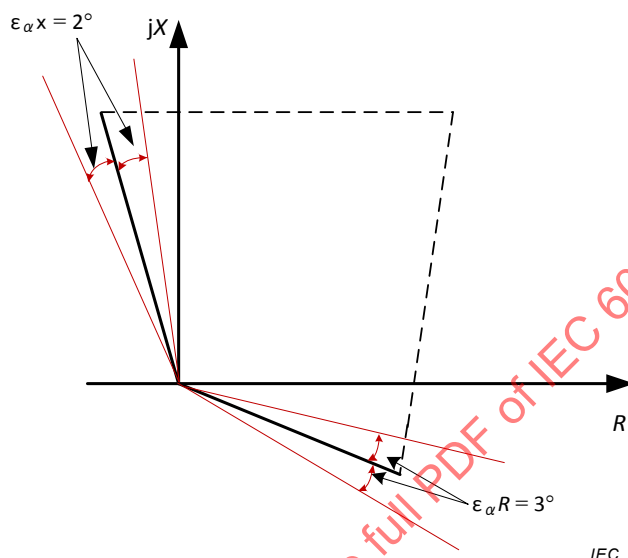
5.3.2 Détermination de l'exactitude relative à la valeur de réglage du retard temporel

Ces essais visent à déterminer la précision des temporisateurs pour les zones de protection de distance temporisée. Ils s'appuient sur la surveillance de la différence de temps entre les signaux de démarrage et de sortie de fonctionnement du relais.

Les détails sur la manière dont ces essais sont conduits sont donnés à l'Article 6.

5.3.3 Temps de dégagement

Pour les applications de protection de distance de ligne, il peut être important de considérer le temps de dégagement de la zone de protection de distance où le courant de défaut est interrompu. Cette information a un impact sur le classement du temps de la zone de secours, sur les plans de communication (alimentation d'extrémité faible, blocage, inversion de courant de défaut). Le fabricant doit déclarer le temps de dégagement du relais de protection conformément à la procédure d'essai décrite à l'Article 6.



IEC 0113/14

Figure 3 – Spécifications de l'exactitude angulaire de base des lignes directionnelles

5.4 Performance dynamique

5.4.1 Généralités

La performance dynamique représente la réponse de la fonction de protection à diverses conditions du réseau (telles que les défauts électriques). Les essais pour vérifier la réponse du relais de protection à des conditions dynamiques du réseau exigent habituellement un simulateur de réseau. L'Article 6 fournit des détails du modèle de réseau pour la simulation.

Lorsque les signaux d'entrée du relais sont simulés dans des conditions de prédéfaut en régime établi, suivies d'un état de défaut (conditions transitoires et de régime établi), l'essai est appelé essai dynamique. En l'occurrence, la simulation considère les modèles de TC (transformateurs de courant) et de TP linéaires. Le système de puissance est représenté par un circuit RL et la capacité est négligée. La réponse de la fonction de protection de distance aux essais ci-dessus est appelée performance dynamique. Les résultats des essais de performance dynamique sont représentés dans les dits diagrammes SIR, où l'effet du rapport d'impédance du réseau sur le temps de fonctionnement et sur le dépassement sur transitoire peut être vu. Pour ce qui concerne le dépassement sur transitoire proprement dit, un essai particulier doit être réalisé afin de pouvoir comparer les données issues de fabricants différents.

En outre, la performance de la protection de distance dans les conditions de défaut dynamiques (telles que les défauts évolutifs, les défauts multiples, la superposition de courants de charge sur des courants de défaut dans les conditions de défauts avec la résistance de défaut pertinente, etc.) a besoin d'être déclarée par le fabricant.

5.4.2 Dépassement sur transitoire (TO)

Les essais de régime établi pour la précision de base de la caractéristique de la protection de distance et des diagrammes SIR⁶ montrent l'effet des erreurs en régime établi et en transitoire; afin de permettre à l'utilisateur d'avoir une comparaison entre différents fabricants, il est judicieux de maintenir séparées les erreurs en régime établi et les erreurs en transitoire. Par conséquent, un essai spécifique pour la mesure du dépassement sur transitoire (TO)⁷ est fourni dans la présente norme.

Le dépassement sur transitoire peut être défini comme étant une mesure de l'exactitude d'un élément de protection de distance dans des conditions de défaut dynamiques. Ces essais visent à détecter une position de défaut où la zone à portée réduite et instantanée 1 fonctionne toujours (XST), et une position de défaut où la même zone 1 ne fonctionne jamais (XNT), et ce, les valeurs de réglage de la zone de protection de distance 1 étant maintenues constantes.

Le dépassement sur transitoire est défini comme étant:

$$TO = \frac{XNT - XST}{(XNT + XST)/2} \cdot 100 \%$$

La description détaillée sur la manière de réaliser les essais de dépassement sur transitoire est disponible à l'Article 6, les essais y étant réalisés, en considérant différents rapports d'impédance du réseau tout en incluant la présence du modèle de transformateur condensateur de tension (CVT)⁸.

5.4.3 Temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR)

Les diagrammes de rapport d'impédance du réseau (SIR) de protection de distance fournissent une description du temps de fonctionnement de la zone 1 de la fonction de protection, en fonction de la position des défauts et du rapport entre l'impédance de source équivalente et la portée de la zone de protection soumise à essai. Les diagrammes fournissent également une indication du dépassement sur transitoire, qui est l'aire du diagramme SIR située au-delà de la portée de réglage du relais (100 %). Le fabricant doit éditer les diagrammes SIR pour une ligne courte et pour une ligne longue avec les temps de fonctionnement minimaux, moyens et maximaux montrés pour les défauts LN, LL, LLL et LLN. Les diagrammes doivent être édités aux fréquences assignées du système de puissance pour lesquelles le dispositif est conçu et conformément à la CEI 60255-1. La Figure 4 donne un exemple de diagramme SIR. Des informations plus complètes concernant la méthodologie d'essai sont fournies à l'Article 6.

5.4.4 Temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR-CVT)

Pour déterminer l'effet des transformateurs condensateurs de tension sur le temps de fonctionnement et le dépassement sur transitoire de la fonction de protection de distance, il est présenté des diagrammes SIR-CVT. En l'occurrence, le modèle de réseau et les procédures d'essai sont les mêmes que ceux des diagrammes SIR, le seul ajout étant le modèle de CVT. Il est supposé que les transformateurs de courant sont dimensionnés conformément aux recommandations du fabricant de relais et, donc, un modèle de transformateur de courant idéal est utilisé pour la simulation.

⁶ Source impedance ratio *en anglais*.

⁷ Transient overreach *en anglais*.

⁸ Capacitor voltage transformer *en anglais*.

Les diagrammes SIR de protection de distance lorsque l'effet du CVT est pris en considération sont appelés "Diagrammes SIR-CVT de protection de distance".

Le diagramme est édité pour une seule ligne courte. Les temps de fonctionnement minimaux et maximaux sont édités pour les défauts LN, LL, LLL et LLN. Cela signifie que 12 diagrammes SIR au total seront édités pour les essais de performance dynamique du CVT .

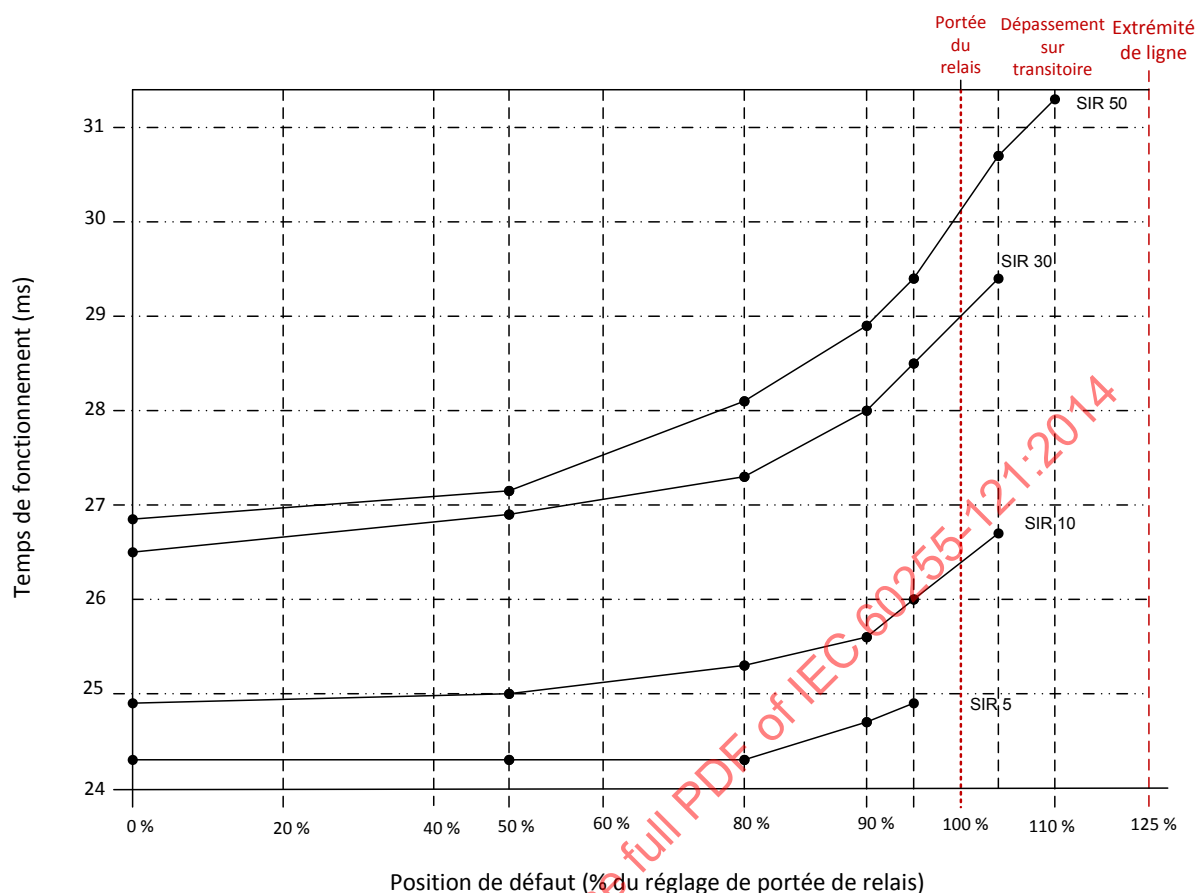
L'Article 6 décrit dans le détail comment les diagrammes SIR-CVT doivent être obtenus et comment les résultats doivent être édités.

5.4.5 Temps de fonctionnement type

Le temps de fonctionnement (temps de déclenchement) d'une fonction de protection de distance dépend d'un certain nombre de facteurs:

- niveau du courant de défaut,
- distance au défaut,
- rapport d'impédance du réseau (SIR),
- amplitude et constante de temps de la composante continue,
- type de défaut.

Le temps de fonctionnement type (le temps de fonctionnement médian tel que défini à l'Article 6) doit être édité par le fabricant et est une représentation statistique des différents temps de fonctionnement enregistrés au cours des essais dynamiques réalisés pour les diagrammes SIR. Le fabricant doit fournir le temps de fonctionnement médian de ces essais comme étant un indicateur statistique du temps de fonctionnement type. En outre, une représentation graphique de l'ensemble complet d'essais doit être fournie avec les valeurs de la moyenne, du mode et de la médiane indiquées.



IEC 0114/14

Figure 4 – Diagramme SIR – Temps de fonctionnement moyen de courte ligne

Le temps de fonctionnement type doit être édité aux fréquences assignées du système de puissance pour lesquelles le dispositif est conçu et conformément à la CEI 60255-1.

Des informations plus complètes concernant la méthodologie d'essai sont fournies à l'Article 6. La description détaillée de la terminologie statistique est fournie à l'Annexe D.

5.5 Performance avec harmoniques

5.5.1 Généralités

Des conditions de charge non linéaire ou la présence limitrophe d'un réseau CCHT (courant continu à haute tension) créent des harmoniques superposées sur la fréquence fondamentale des tensions et des courants mesurés par le relais de protection de distance. La présence d'harmoniques sur la charge en régime établi peut être simulée par une injection de régime établi et peut altérer l'exactitude de base du relais de protection de distance, alors que l'effet des harmoniques dans des conditions de défauts du système de puissance peut se traduire par un fonctionnement différé du relais ou un dépassement sur transitoire supplémentaire.

Afin de déterminer l'effet des harmoniques sur le temps de fonctionnement et la portée étendue du relais, une simulation du système de puissance en transitoire est nécessaire.

5.5.2 Essais d'harmoniques en régime établi

Le présent paragraphe a pour but de fournir une mesure de l'exactitude inhérente de la caractéristique de la protection de distance à proximité de la zone de charge (portée

résistive) lorsqu'une composante harmonique de régime établi est superposée à la composante fréquence fondamentale.

Une faible exactitude en régime établi en présence d'harmoniques dans les conditions de charge peut amener le relais à produire d'inutiles signaux d'indication de démarrage ou de fonctionnement intempestifs.

Des informations plus complètes concernant la méthodologie d'essai sont fournies à l'Article 6.

5.5.3 Essais des oscillations LC en transitoire

Ces essais visent à vérifier l'effet des harmoniques dans des conditions de défauts sur le temps de fonctionnement et le dépassement sur transitoire du relais. Afin de simuler les harmoniques dans des conditions de défauts, il est utilisé un circuit RLC résonant. Le condensateur est positionné derrière le point du relais; l'inductance et la résistance sont représentées par l'impédance de défaut. Les résultats de ces essais sont représentés avec des diagrammes SIR qui sont centrés autour de 100 % de la valeur de réglage du relais (portée) à la fréquence fondamentale.

Un simulateur de réseau de système de puissance est requis pour réaliser ces essais. Des informations plus complètes concernant la méthodologie d'essai sont fournies à l'Article 6.

5.6 Performance au cours de l'écart de fréquence

5.6.1 Généralités

Ces essais ont pour but de vérifier la performance du relais lorsque la fréquence des grandeurs d'alimentation s'écarte de la valeur nominale. L'influence de l'écart de fréquence est déterminée au moyen des essais de précision lorsque la fréquence de la grandeur caractéristique est mise hors des valeurs nominales.

5.6.2 Essais de régime établi dans des conditions d'écart de fréquence

La précision de la caractéristique en régime établi dans des conditions d'écart de fréquence est mesurée de la même façon que dans les essais utilisés pour la précision de la caractéristique de base. Pour une caractéristique quadrilatérale/polygonale, seuls deux points de la caractéristique sont considérés, l'un sur la portée réactive et l'autre sur la portée résistive. Pour la caractéristique "MHO", un seul point est considéré et c'est la portée le long du réglage d'angle d'impédance.

La précision est mesurée aux valeurs de l'étendue de mesure et aux valeurs du domaine de fonctionnement. Le graphique de référence de la caractéristique à la fréquence soumise à essai dépend de l'algorithme de relais utilisé pour mesurer l'impédance (basé sur la réactance ou basé sur l'inductance).

- Pour l'algorithme basé sur la réactance (sans compensation de fréquence), le graphique de référence sera le même que celui utilisé pour la fréquence nominale.
- Pour l'algorithme basé sur l'inductance (avec compensation de fréquence), le graphique de référence varie en fonction de l'effet de l'écart de fréquence par rapport à la valeur nominale sur la valeur de réglage de l'inductance.

Des informations plus complètes concernant la méthodologie d'essai sont fournies à l'Article 6.

5.6.3 Essais en transitoire dans des conditions d'écart de fréquence

Les essais en transitoire dans des conditions d'écart de fréquence montrent comment le relais se comporte en termes de temps de fonctionnement et de dépassement sur transitoire lorsque la fréquence du réseau s'écarte de la valeur nominale.

Les essais doivent être réalisés à deux fréquences différentes: $f_{\min}$ et $f_{\max}$, où:

- $f_{\min}$ = 98 % de la fréquence assignée,
- $f_{\max}$ = 102 % de la fréquence assignée.

Si l'étendue de mesure est plus étroite que la valeur spécifiée, les fréquences minimale et maximale de l'étendue de mesure doivent être utilisées.

Des essais semblables à ceux des diagrammes SIR sont réalisés, et un simulateur de réseau de puissance est requis. Des informations plus complètes concernant la méthodologie d'essai sont fournies à l'Article 6.

5.7 Essais de double alimentation

5.7.1 Généralités

Les essais suivants déterminent la performance de la fonction de protection de distance dans des conditions dynamiques du système énumérées ci-dessous:

- exportation/importation de puissance,
- défauts évolutifs,
- défauts multiples,
- condition d'inversion de courant.

Un simulateur de réseau est requis pour réaliser les essais, car, dans certains cas, il est nécessaire de simuler correctement le comportement du réseau de puissance après le fonctionnement de disjoncteurs distants et aussi après le fonctionnement du relais soumis à essai (en monophasé ou en triphasé) afin de vérifier la performance du relais en essai. Un simulateur de réseau temps réel peut également être utilisé pour simuler les conditions ci-dessus.

Le fabricant doit éditer les résultats des essais, avec référence à la liste d'événements des signaux de protection décrits en 6.6. Les essais n'ont pas de critères réussite/échec définis et les résultats sont fournis afin que l'utilisateur puisse les étudier et décider si la performance du relais s'adapte à une application donnée.

5.7.2 Système ligne unique, double alimentation

Les réseaux haute tension sont caractérisés par le fait de fournir le courant de défaut à partir des deux côtés de la ligne en défaut. Les défauts phase-terre (LN) et phase-phase-terre (LLN), avec une résistance de défaut considérable, avec la puissance électrique émise superposée, créent des phénomènes d'extension de portée (exportation de puissance) et de réduction de portée (importation de puissance). De plus, pour les défauts LLN, la phase (les phases) en défaut erronée peut être indiquée par le relais.

Des informations plus complètes concernant la liste d'essai et la méthodologie d'essai sont fournies à l'Article 6.

5.7.3 Système ligne double, double alimentation

5.7.3.1 Généralités

Avec les doubles lignes (couplage mutuel négligé entre les deux lignes), les cas suivants doivent être considérés:

- condition d'inversion de courant,
- défauts évolutifs,
- défauts multiples.

5.7.3.2 Inversion de courant

Ces essais visent à déterminer le comportement de la fonction de protection de distance pour des défauts correctement éliminés sur une ligne parallèle (vue par le relais comme étant un défaut inverse) dans des conditions de charge d'exportation.

Des informations plus complètes concernant les essais sont fournies en 6.6.

5.7.3.3 Défauts évolutifs

Il convient de reconnaître les défauts évolutifs et la correcte commande de déclenchement polyphasé doit être émise par la fonction de protection de distance. Les défauts peuvent évoluer d'une seule phase en plusieurs phases, à la même position de défaut, ou peuvent évoluer d'une seule phase en d'autres phases, en différents emplacements de la ligne (exemple: direct en inverse).

Un guide informatif pour le comportement des temporisateurs dans les zones de protection de distance dans le cas des défauts évolutifs est présenté à l'Annexe B.

Des informations plus complètes concernant les essais sont fournies en 6.6.

5.7.3.4 Défauts évolutifs (les deux lignes étant affectées)

Pour les lignes aériennes parallèles sur le même pylône, un phénomène bien connu est qu'un défaut apparaît dans une seule ligne, sur une seule phase et saute ensuite à la ligne parallèle, impliquant peut-être une phase différente. Dans cette condition, la fonction de protection de distance peut échouer à sélectionner les phases en défaut dans des zones différentes mettant en danger le plan de refermeture automatique.

Des informations plus complètes concernant les essais sont fournies en 6.6.

5.8 Exigences relatives aux transformateurs de mesure (TC, TP et CVT)

5.8.1 Généralités

Les exigences relatives aux transformateurs de mesure déclarées par le fabricant doivent inclure les effets sur la performance de la fonction de protection de distance en raison de la:

- réponse du transformateur de tension capacitif (si son utilisation est autorisée par le fabricant de relais),
- saturation du transformateur de courant.

L'influence du transformateur condensateur de tension sur le comportement de la fonction de protection de distance est considérée dans les diagrammes SIR avec modèles de CVT.

5.8.2 Exigences relatives au transformateur de courant

Le présent article énonce comment les fabricants de relais doivent spécifier les exigences relatives aux transformateurs de courant et les conditions qui doivent être remplies. L'Annexe E fournit des informations concernant la saturation des transformateurs de courant et l'influence sur la performance des relais de distance.

Pour le fonctionnement correct de la protection de distance, le transformateur de courant doit avoir une tension de saturation minimale. Les exigences relatives aux transformateurs de courant doivent être spécifiées sous la forme d'une f.e.m (force électromotrice) limite secondaire équivalente assignée E_{al} selon la CEI 61869-2. La f.e.m limite secondaire équivalente assignée requise E_{alreq} dépend de l'application et de la conception du relais. E_{alreq} se définit comme suit:

$$E_{alreq} = \frac{I_f}{I_{pr}} \cdot K_{tot} \cdot I_{sr} (R_{ct} + R_{ba})$$

où

- I_f est le courant de TC primaire maximal pour le cas de défaut considéré;
- I_{pr} est le courant primaire assigné du transformateur de courant;
- I_{sr} est le courant secondaire assigné du transformateur de courant;
- K_{tot} est le facteur de surdimensionnement total (y compris le facteur de dimensionnement de transitoire et le facteur de dimensionnement de rémanence);
- R_{ct} est la résistance d'enroulement secondaire du transformateur de courant;
- R_{ba} est la charge résistive totale, y compris les câbles secondaires et tous les relais dans le circuit.

Les applications de relais de distance exigent que les transformateurs de courant ne doivent pas saturer pendant un temps minimal spécifique afin d'avoir un fonctionnement correct du relais pour des défauts. Le temps sans saturation requis dépend de la conception du relais et peut varier pour des positions de défauts différentes. Le transformateur de courant doit être surdimensionné avec le facteur K_{tot} pour garantir le temps sans saturation exigé.

Le fabricant de relais doit spécifier et fournir les facteurs K_{tot} requis pour toutes les positions de défauts spécifiées dans le présent document. Ces exigences doivent être applicables à toutes les versions du relais, y compris 50 Hz/60 Hz et 1 A/5 A.

Au moyen des facteurs K_{tot} requis, un utilisateur peut calculer la valeur de E_{alreq} pour l'application spécifique et sélectionner un TC avec une f.e.m limite secondaire équivalente assignée E_{al} qui est supérieure ou égale à la f.e.m limite secondaire équivalente assignée requise E_{alreq} . L'Annexe G décrit dans le détail la procédure pratique pour un utilisateur concernant la façon de dimensionner les transformateurs de courant pour une application de protection de distance en fonction des exigences spécifiées relatives aux transformateurs de courant données par le fabricant de relais.

En fait, quatre principales positions de défauts sont pertinentes pour le dimensionnement des transformateurs de courant, et doivent être prises en considération pour spécifier les exigences relatives aux transformateurs de courant. Les positions de défauts sont montrées à la Figure 5: inverse de proximité (défaut 1), direct de proximité (défaut 2), portée réduite de zone 1 (défaut 3) et portée étendue de zone 1 (défaut 4).

En principe, il existe trois types différents de transformateurs de courant.

- Transformateur de courant à haute rémanence (par exemple: classe P, TPX). Ce transformateur de courant a un noyau fermé et peut avoir un niveau élevé du flux rémanent.
- Transformateur de courant à basse rémanence (par exemple: classe PR, TPY). Ce transformateur de courant a de petits entrefers et le flux rémanent est limité à 10 % du flux de saturation (Ψ_{sat} selon la CEI 61869-2).
- Transformateur de courant sans rémanence (par exemple: classe TPZ). Ce transformateur de courant a des grands entrefers dans le noyau et il n'y a pas de flux rémanent.

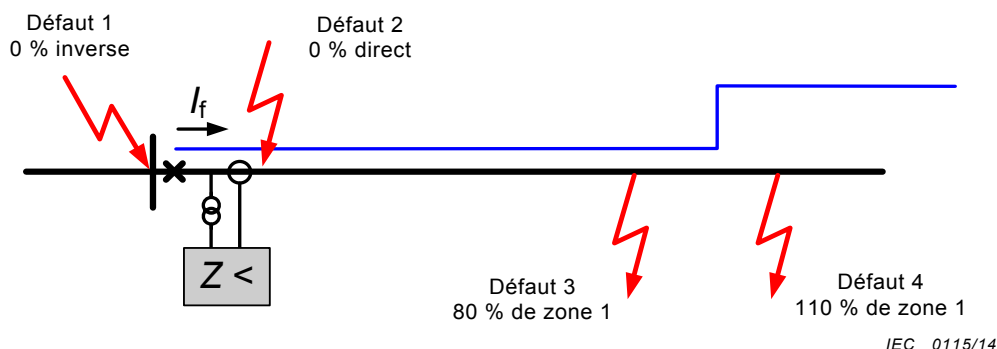


Figure 5 – Positions de défaut devant être considérées pour spécifier les exigences relatives aux TC

Le fabricant de relais doit fournir des exigences relatives aux transformateurs de courant pour le type de transformateur de courant à haute rémanence en considérant un flux rémanent de zéro pour cent. Le fabricant de relais peut également fournir facultativement des exigences relatives aux transformateurs de courant prenant en considération la rémanence. Dans de tels cas, il convient de considérer les niveaux de rémanence et de flux subsistant spécifiés dans le Tableau 2. Considérer la rémanence est plus importante pour les cas de sécurité que pour les cas de sûreté de fonctionnement, car la rémanence peut donner lieu à un fonctionnement indésirable, mais ne donne jamais lieu à un échec de fonctionnement. Lorsque la rémanence est prise en considération, l'importance et la priorité des différents cas de défauts sont montrées dans le Tableau 2.

Pour spécifier les exigences relatives aux transformateurs de courant, le fabricant doit considérer la rémanence/le flux subsistant comme suit:

- normative/obligatoire: la rémanence/le flux subsistant n'est pas pris(e) en considération;
- option 1: la rémanence/le flux subsistant est prise(e) en considération pour des cas de sécurité et pour le déclenchement sur refermeture (priorité 1, selon le Tableau 2);
- option 2: la rémanence/le flux subsistant est également prise(e) en considération pour des cas de sûreté de fonctionnement (priorités 1 et 2, selon le Tableau 2).

Dans ce contexte, déclenchement sur refermeture signifie qu'une fonction doit opérer en cas de rapide refermeture automatique sur un défaut.

Tableau 2 – Niveaux recommandés de rémanence dans les cas en option lorsque la rémanence est prise en considération

Type de transformateur de courant	Rémanence/flux subsistant en % du flux de saturation (Ψ_{sat})		
	Positions de défaut 2 et 3 (Sûreté de fonctionnement)		Positions de défaut 1 et 4 (Sécurité)
	Fonction de mesure de zone Priorité 2	Déclenchement sur refermeture Priorité 1	
Transformateur de courant à haute rémanence	75	75	75
Transformateur de courant à basse rémanence	10	60 ^a	60 ^a
Transformateur de courant sans rémanence	0	0	0

^a Bien que le niveau maximal de flux subsistant pour un transformateur de courant à basse rémanence soit énoncé comme ne dépassant pas 10 % du flux de saturation 3 min après l'interruption du courant magnétisant, il est possible d'avoir un niveau de flux beaucoup plus élevé après une tentative de refermeture à grande vitesse.

Le facteur de surdimensionnement total doit être spécifié pour les quatre positions de défauts qui sont montrées à la Figure 5. Les conditions et les critères d'acceptation pour les différents cas sont spécifiés ci-dessous et les conditions suivantes doivent être valides pour toutes les quatre positions de défauts.

- Les angles d'apparition de défaut dans le domaine qui donne lieu à un décalage CC maximal et à une absence de décalage CC doivent être pris en considération. (Le décalage CC maximal ne donne pas le temps le plus court à la saturation lorsque le temps à la saturation < 15 ms (50 Hz)/12,5 ms (60 Hz) qui est pertinent pour la protection de distance numérique.)
- Les défauts triphasés (L1L2L3) et les défauts phase-terre (L1N) doivent être pris en considération pour couvrir tant les éléments de mesure phase-phase que les éléments de mesure phase-terre. Un facteur de compensation résiduel $K_N = 1$ doit être utilisé. Cela signifie que l'impédance homopolaire de la ligne est égale à quatre fois l'impédance directe.

Où:

$$K_N = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1}$$

- Un rapport de portée résistive et inductive de 3 doit être pris en considération si la portée peut être établie individuellement pour la zone. Toutes les valeurs de réglage du relais de distance doivent rester les mêmes pour tous les cas de défauts.

Défaut 1: Défaut inverse de proximité, cas de sécurité:

$$E_{alreqCrev} = \frac{I_{fCrev}}{I_{pr}} \cdot K_{totCrev} \cdot I_{sr}(R_{ct} + R_{ba})$$

où

- $E_{alreqCrev}$ est la f.é.m limite secondaire équivalente assignée requise pour le défaut 1;
- I_{fCrev} est le courant de défaut primaire symétrique à travers le transformateur de courant pour le défaut 1;
- $K_{totCrev}$ est le facteur de surdimensionnement total nécessaire pour le défaut 1.

Critères et conditions complémentaires:

La protection de distance ne doit pas fonctionner pour les défauts inverses de proximité. La constante de temps primaire du courant de défaut (T_p) jusqu'à la valeur d'au moins 100 ms doit être prise en considération.

Défaut 2: Défaut direct de proximité, cas de sûreté de fonctionnement:

$$E_{\text{alreqCfw}} = \frac{I_{\text{fCfw}}}{I_{\text{pr}}} \cdot K_{\text{totCfw}} \cdot I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}})$$

où

E_{alreqCfw} est la f.é.m limite secondaire équivalente assignée requise pour le défaut 2;
 I_{fCfw} est le courant de défaut primaire symétrique à travers le transformateur de courant pour le défaut 2;
 K_{totCfw} est le facteur de surdimensionnement total nécessaire pour le défaut 2.

Critères et conditions complémentaires:

La saturation du TC ne doit pas donner lieu à plus d'un cycle de retard temporel supplémentaire pour un défaut quelconque en comparaison au temps de fonctionnement pour le même cas de défaut, mais avec un gros transformateur de courant afin qu'il ne se produise pas de saturation. La constante de temps primaire du courant de défaut (T_p) jusqu'à la valeur d'au moins 200 ms doit être prise en considération.

Défaut 3: Défaut de portée réduite de zone 1, cas de sûreté de fonctionnement:

$$E_{\text{alreqZone1U}} = \frac{I_{\text{fZone1U}}}{I_{\text{pr}}} \cdot K_{\text{totZone1U}} \cdot I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}})$$

où

$E_{\text{alreqZone1U}}$ est la f.é.m limite secondaire équivalente assignée requise pour le défaut 3;
 I_{fZone1U} est le courant de défaut primaire symétrique à travers le transformateur de courant pour le défaut 3;
 $K_{\text{totZone1U}}$ est le facteur de surdimensionnement total nécessaire pour le défaut 3.

Critères et conditions complémentaires:

La saturation du transformateur de courant ne doit pas donner lieu à plus de 3 cycles de retard temporel supplémentaire pour un défaut quelconque en comparaison au temps de fonctionnement pour le même cas de défaut, mais avec un gros transformateur de courant afin qu'il ne se produise pas de saturation, pour des défauts à 80 % de la portée de zone. La constante de temps primaire du courant de défaut (T_p) jusqu'à la valeur d'au moins 100 ms doit être prise en considération.

Défaut 4: Défaut de portée étendue de zone 1, cas de sécurité:

$$E_{\text{alreqZone1O}} = \frac{I_{\text{fZone1O}}}{I_{\text{pr}}} \cdot K_{\text{totZone1O}} \cdot I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}})$$

où

$E_{alreqZone10}$	est la f.é.m limite secondaire équivalente assignée requise pour le défaut 4;
$I_{fZone10}$	est le courant de défaut primaire symétrique à travers le transformateur de courant pour le défaut 4;
$K_{totZone10}$	est le facteur de surdimensionnement total nécessaire pour le défaut 4.

Critères et conditions complémentaires:

La protection de distance ne doit pas opérer pour des défauts à 110 % de la portée de zone. La constante de temps primaire du courant de défaut (T_p) jusqu'à la valeur d'au moins 100 ms doit être prise en considération.

Le TC doit avoir une f.é.m limite secondaire équivalente assignée E_{al} qui est supérieure à la valeur maximale de E_{alreq} pour les quatre positions de défauts. Le fabricant de relais doit rapporter toutes les équations de f.é.m limite secondaire équivalente assignée requise (E_{alreq}), y compris les facteurs de surdimensionnement totaux K_{tot} correspondants qui sont nécessaires pour couvrir toutes les quatre positions de défauts: normalement, les exigences pour le défaut 3 et le défaut 4 peuvent être combinées en une seule exigence. Il est également possible de combiner les exigences pour les défauts de proximité et les défauts de zone 1 tant qu'elles couvrent toutes les quatre positions de défauts. Cependant, la combinaison d'exigences pour toutes les positions de défauts peut aboutir à des exigences inutilement élevées pour les transformateurs de courant. Chaque fabricant de relais peut décider de la mesure dans laquelle il combinera les exigences pour différentes positions de défauts.

Le facteur K_{tot} dépend normalement de la constante de temps primaire et doit être donné pour les intervalles complets de constantes de temps primaires spécifiés dans le présent document. Les facteurs K_{tot} peuvent, en variante, être donnés sous forme de graphique/fonction dépendant de la constante de temps primaire, sous forme de différentes valeurs valides dans des sous-intervalles ou sous forme d'une seule valeur valide pour le domaine complet de la constante de temps primaire. Le fabricant peut décider de ce qui est adapté au relais de distance spécifique.

L'Annexe F fournit un guide informatif décrivant une procédure d'essai exemplaire pour déterminer les exigences relatives aux transformateurs de courant pour la protection de distance qui sont fournies par le fabricant de relais.

6 Essais fonctionnels

6.1 Généralités

Le présent article donne une description détaillée des essais devant être réalisés pour vérifier les spécifications de performance du relais décrites à l'Article 5. Ces essais ne sont pas prévus pour les essais de mise en service sur le terrain des relais de protection ou pour leurs essais individuels de série. Ces essais sont, tels qu'expliqués à l'Article 5, une partie obligatoire des essais de type pour le relais de protection. La description détaillée des conditions d'essai et la façon dont les résultats doivent être édités dans la documentation du fabricant sont fournies. Cela permettra la comparaison des exigences techniques de l'utilisateur avec les spécifications de relais de protection données dans la documentation du fabricant. Les procédures d'essai dans le présent article sont données comme une séquence d'étapes sous la forme d'un organigramme. La séquence montrée n'est qu'un exemple et l'ordre de la séquence peut varier.

6.2 Essais de précision de la caractéristique en fréquence assignée

6.2.1 Généralités

Ces essais ont pour but de mesurer l'exactitude inhérente de la forme de la caractéristique pour toutes les zones de fonctionnement de la fonction de distance dans des conditions de régime quasi établi. Ces essais ne visent pas à prouver une quelconque performance du relais de protection de distance pour une application réelle. Le fabricant doit déclarer l'erreur de base de la caractéristique de fonctionnement dans le plan R-X au sein de l'étendue de mesure déclarée du relais de protection. Ces essais peuvent ne pas être réalistes du point de vue de la protection du système de puissance, mais ils déterminent l'exactitude inhérente de la caractéristique du dispositif. Il convient de ne pas utiliser les essais proposés comme étant des critères pour l'évaluation de la performance du relais pour une application de protection spécifique.

Les méthodes d'essai proposées doivent être préférentielles. Si un algorithme de protection particulier ne permet pas l'utilisation de l'approche proposée, le fabricant doit proposer et décrire une procédure d'essai de remplacement et présenter les résultats dans le format donné dans la présente norme. Des essais sont réalisés pour toutes les fréquences assignées et pour tous les courants assignés du relais de protection. Une tension assignée de 100 V (entre phases) doit être sélectionnée. Si une tension assignée de 100 V n'est pas applicable, une tension assignée qui est la plus proche de 100 V doit être sélectionnée.

L'organigramme montré à la Figure 6 décrit la procédure d'essai pour la détermination de la précision de base de la caractéristique.

6.2.2 Précision de base de la caractéristique dans des conditions de régime établi

6.2.2.1 Généralités

Trois points significatifs (A, B, et C) dans l'étendue de mesure secondaire sont choisis tels que montrés à la Figure 7. Pour chaque point, les valeurs de réglage de la protection de distance (voir Annexe H) sont calculées. Pour chaque valeur de réglage, qui définit la caractéristique d'impédance, l'exactitude de la caractéristique est vérifiée pour 10 points d'essai dans le premier quadrant. L'erreur de caractéristique détectée avec ces 10 points définit l'erreur d'exactitude pour les portées réactives et résistives, appelées ε_X et ε_R . Pour la caractéristique "MHO", une seule erreur de précision générique est définie et elle est appelée ε .

Dans l'étendue de mesure dans le plan tension phase-terre (U) et courant (I) tel que montré à la Figure 7, trois points significatifs (A, B et C) sont choisis.

- Le point A définit des essais à courant constant ($2 \times I_{\text{rated}}$), avec une tension (en rampe) variable.
- Le point B définit des essais à courant constant (I_{min}), avec une tension (en rampe) variable.
- Le point C définit des essais à tension constante (U_{min}), avec un courant (en rampe) variable.

Les tensions de référence utilisées pour les Figures 7 et 8 sont des tensions phase-terre.

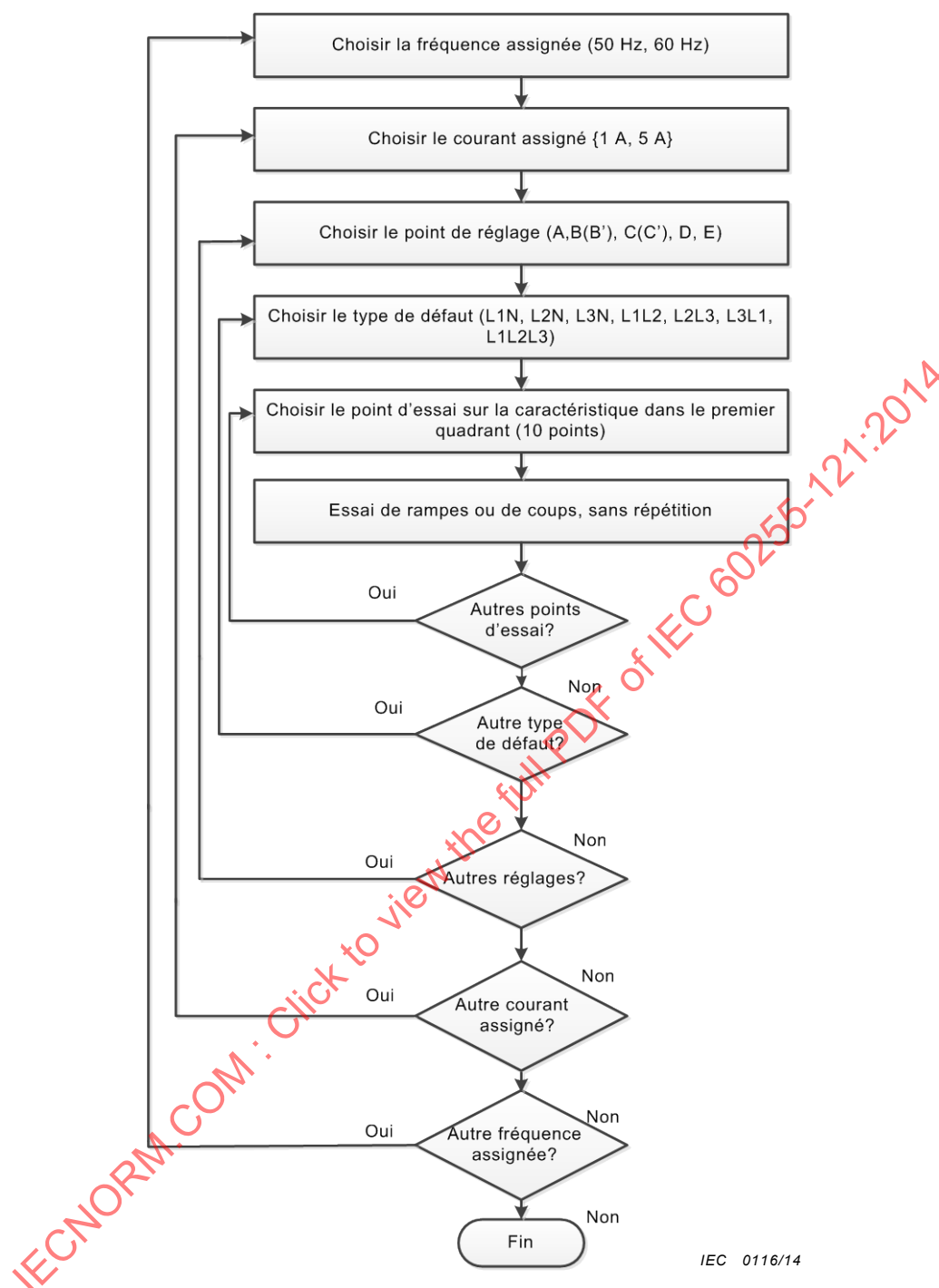


Figure 6 – Procédure d'essai pour la précision de base de la caractéristique

Tel que montré à la Figure 7, le domaine de réglage du relais de protection peut ne pas permettre les valeurs de réglage calculées pour les points B et/ou C. Dans ce cas, les points B' et C' seront pris en considération (voir Figure 8).

"Domaine de réglage MAX" et "domaine de réglage MIN" dans les Figures 7, 8, 9, et 10; dans les cas où le fabricant ne garantit la pleine précision que pour une partie du domaine de réglage total, les limites de réglage de cette partie peuvent être utilisées ici. Dans ce cas, il doit toutefois être clairement indiqué par le fabricant que les valeurs de réglage à l'extérieur des limites peuvent conduire à une précision réduite.

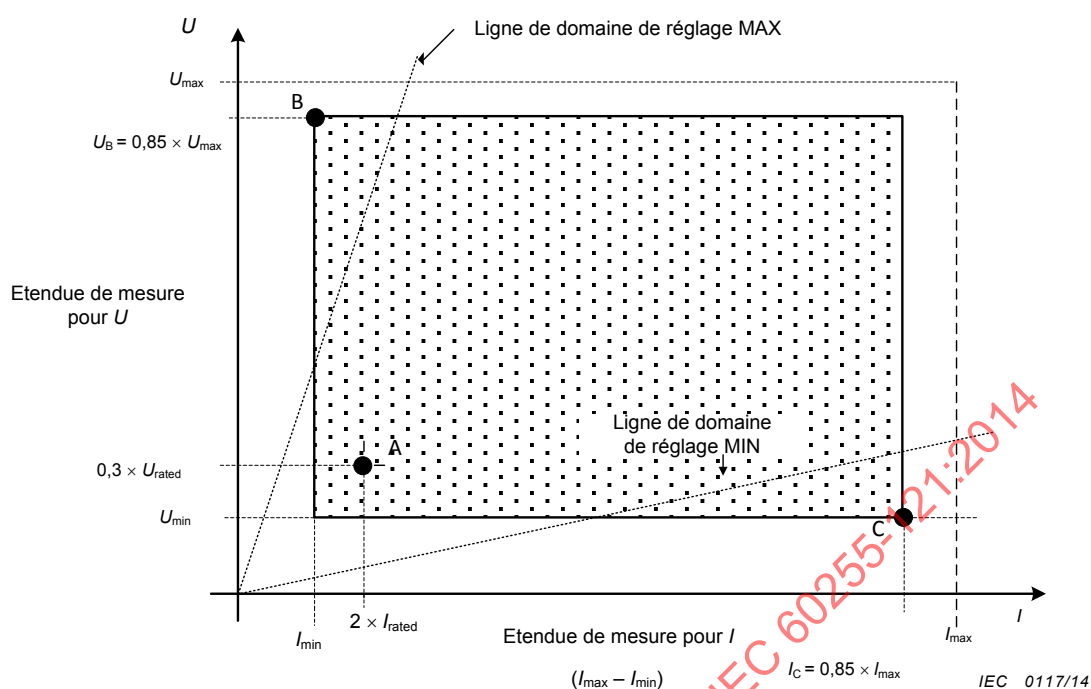


Figure 7 – Points d'essai calculés A, B et C en fonction de l'étendue de mesure de U et I

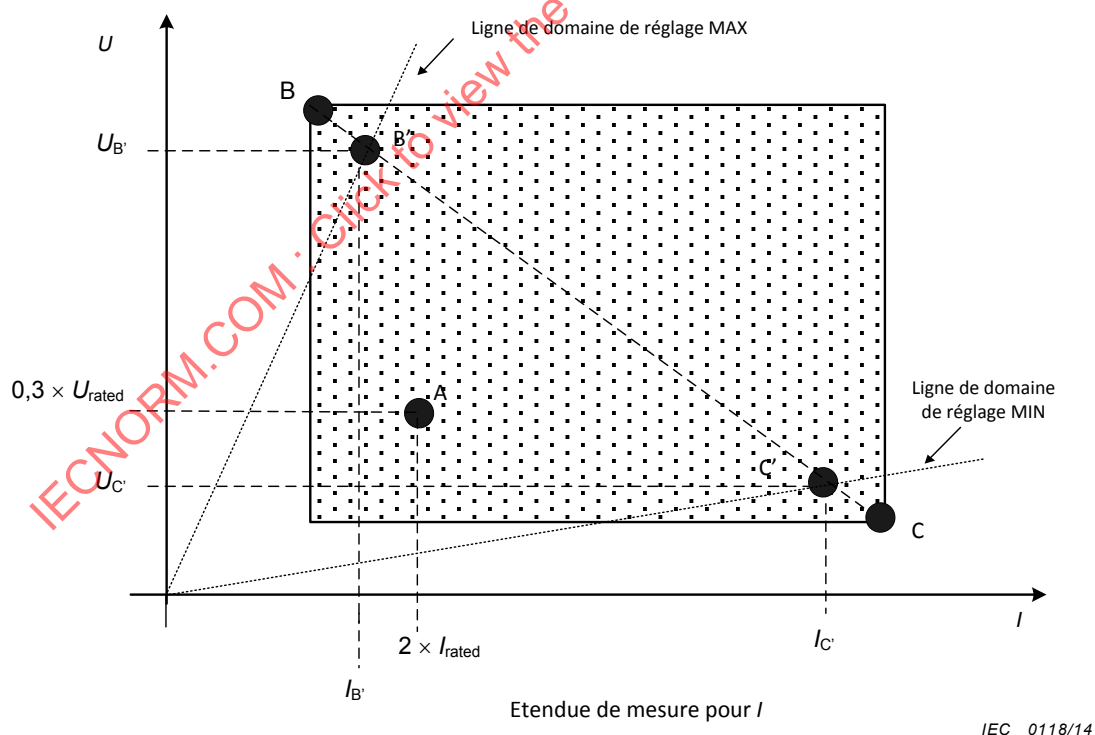


Figure 8 – Points modifiés B' et C' en fonction du domaine de réglage limité

Deux points d'essai supplémentaires, D et E, sont considérés, dans le but d'augmenter le nombre d'essais de la caractéristique avec différentes valeurs de réglages de la protection de distance. Le point D est situé au point milieu du segment entre A et B. Le point E est situé au point milieu du segment entre A et C. Si des points B' et C' doivent être utilisés, les points D et E sont respectivement placés au point milieu des segments AB' et AC' .

Les positions des deux points ajoutés dans l'étendue de mesure sont montrées aux Figures 9 et 10.

- Le point D définit des essais à courant constant (I_D), avec une tension (en rampe) variable.
- Le point E définit des essais à courant constant (I_E), avec une tension (en rampe) variable.

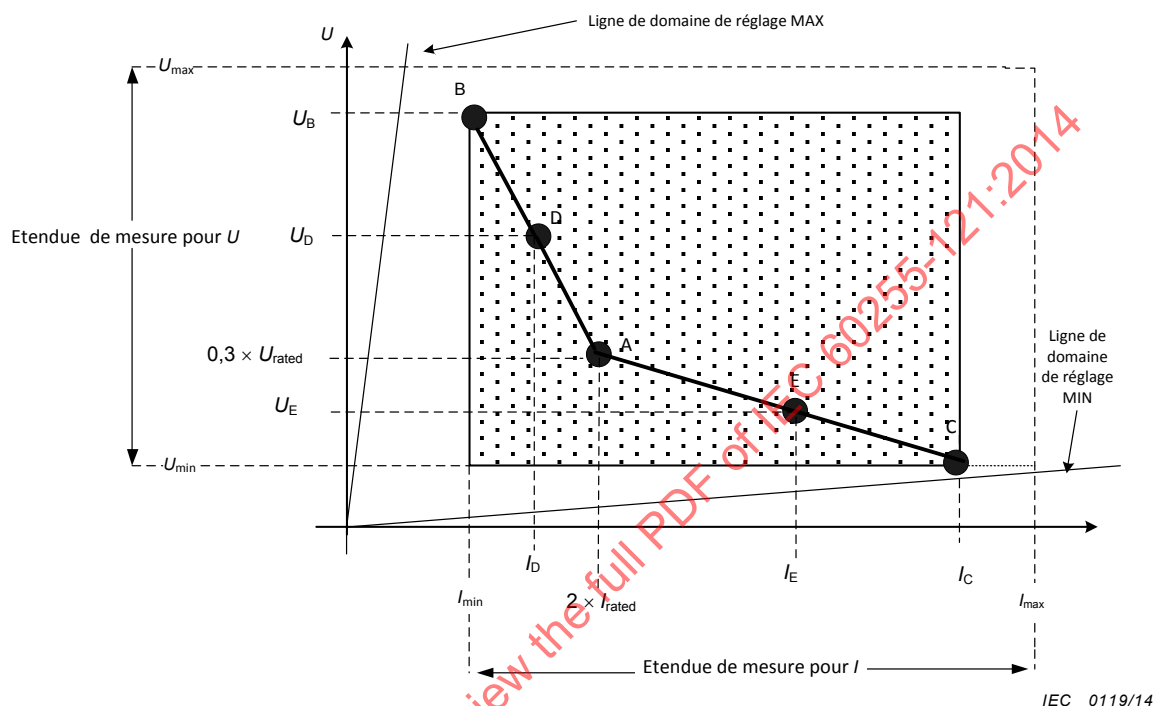


Figure 9 – Position des points d'essai A, B, C, D et E en fonction de l'étendue de mesure de U et I

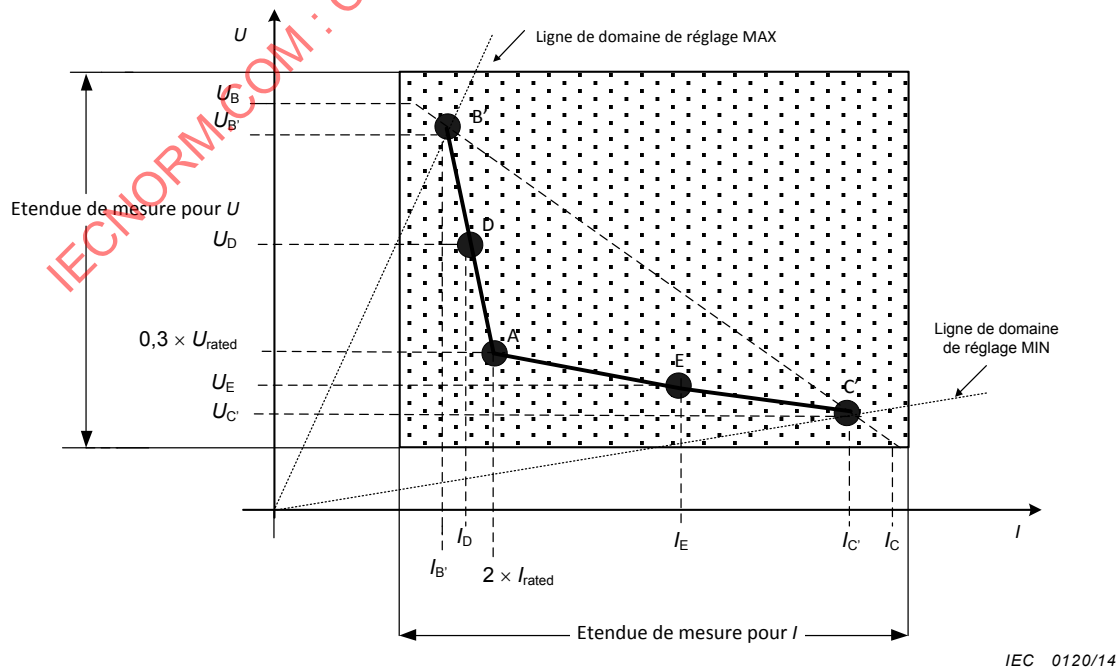


Figure 10 – Position des points d'essai A, B', C', D et E en fonction de l'étendue de mesure de U et I

6.2.2.2 Procédure pour les essais du point d'essai générique P

6.2.2.2.1 Généralités

Dans ce paragraphe, il est donné la procédure d'essai pour soumettre à essai un point d'essai générique P de coordonnées U_P et I_P dans l'étendue de mesure.

Les valeurs de réglage du relais qui sont définies par le point P sont calculées conformément à l'Annexe H.

6.2.2.2.2 Essais de caractéristique

La caractéristique de la fonction de protection de distance sera soumise à essai pour tous les types de défauts suivants:

L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

où L1, L2, L3 désignent les trois phases et N désigne le neutre/la terre.

Les zones de protection de distance qui ont un sens réglable doivent être établies et soumises à essai dans le sens direct. Les essais ne seront réalisés que dans le premier quadrant.

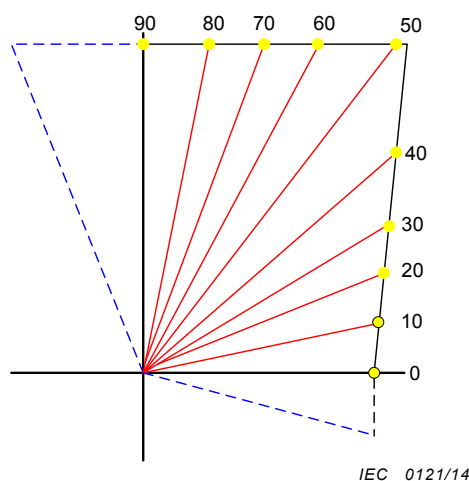
Les zones de distance de protection qui ne peuvent être actives que dans le sens inverse doivent être soumises à essai dans le sens inverse et les essais ne seront réalisés que dans le troisième quadrant.

Les zones non directionnelles qui ne peuvent pas être établies dans le sens direct ou inverse doivent uniquement être mises à essai avec des injections de défauts directes (premier quadrant).

6.2.2.2.3 Procédures d'essai pour une caractéristique quadrilatérale/polygonale

Dans la présente description, le domaine considéré de la caractéristique de la de fonction de protection de distance se situe dans le premier quadrant.

Dix points d'essais sont choisis, définis par des lignes partant de l'origine à des angles de 0°, 10°, 20°, ..., 90° (voir Figure 11).



IEC 0121/14

Figure 11 – Caractéristique quadrilatérale montrant dix points d'essai

À partir de chaque point d'essai défini, une rampe perpendiculaire à la caractéristique est tracée (voir Figure 12).

Si la caractéristique a une forme plus complexe, des points supplémentaires peuvent être nécessaires pour vérifier l'exactitude de la caractéristique. En fonction du point dans l'étendue de mesure (point A, point B (ou B') et point C (ou C')) qui a généré la caractéristique, un type différent de rampes sera demandé:

- rampe de tension constante, où la tension est maintenue constante et le courant varie en fonction de l'impédance de défaut;
- rampe de courant constant, où le courant est maintenu constant et la tension varie en fonction de l'impédance de défaut.

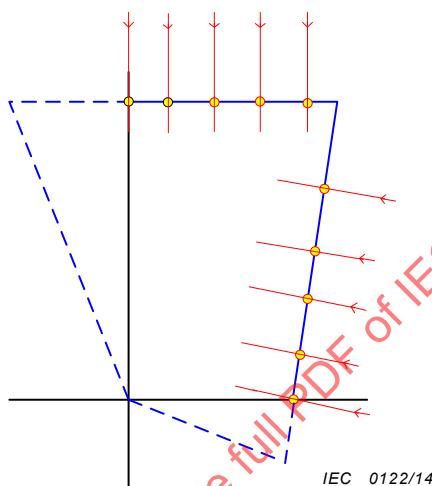


Figure 12 – Caractéristique quadrilatérale montrant des rampes d'essai

La valeur d'excitation sera déterminée à l'instant où la zone de distance émet le signal de démarrage (signal d'excitation). La rampe peut être une rampe pseudocontinue ou une rampe de coups (rampe d'impulsions ou n'importe quel algorithme de recherche). Les méthodes de rampes et les tensions et courants associés à l'impédance simulée sont décrits à l'Annexe I. Le fabricant doit déclarer quelle méthode de rampes a été utilisée pour soumettre à essai l'exactitude de base.

Chaque rampe d'essai définie donne un point de fonctionnement de la caractéristique mesurée. Les distances des points de fonctionnement mesurés à la frontière de la caractéristique sont appelées e_{X1} , e_{X2} , ..., e_{Xn} pour la frontière réactive et e_{R1} , e_{R2} , ..., e_{Rm} pour la frontière résistive. La valeur absolue maximale de e_{Xi} définit l'erreur de caractéristique, e_X , pour la frontière réactive et la valeur absolue maximale de e_{Ri} définit l'erreur de caractéristique e_R pour la frontière résistive (voir Figures 13 et 14). La Figure 13 a) montre un cas dans lequel les erreurs positives sont plus grandes que les erreurs négatives. Si une erreur négative a la plus grande amplitude, l'erreur en question définit l'exactitude.

La Figure 13.a) montre à un exemple dans lequel la limite d'exactitude est définie par des erreurs à l'extérieur de la caractéristique de déclenchement. La Figure 13 b) montre un exemple dans lequel des limites d'exactitude sont définies par des erreurs à l'intérieur de la caractéristique de déclenchement pour la frontière réactive et à l'extérieur de la caractéristique de déclenchement pour la frontière résistive. La Figure 14 montre le résultat pour une caractéristique quadrilatérale/polygonale. Noter que les points indiqués par "set" peuvent être prévus comme étant directement réglables ou indirectement obtenus par les valeurs de réglage de la zone de relais.

Pour finir, l'exactitude en pourcentage est donnée par les formules:

$$\varepsilon_X = (e_X / X_{\text{set}}) \times 100$$

$$\varepsilon_R = (e_R / R_{\text{set}}) \times 100$$

où les valeurs X_{set} et R_{set} sont directement lues sur le graphique tracé de la caractéristique.

Les erreurs maximales ε_X et ε_R sont obtenues en prenant en considération tous les différents types de défauts (L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1 et L1L2L3) et elles sont les erreurs d'exactitude associées au point d'essai générique P.

6.2.2.2.4 Procédure d'essai pour la caractéristique "MHO"

L'expansion de la caractéristique "MHO" en raison de la variation de l'impédance de source n'est pas prise en considération dans ces essais.

Dans la présente description, le domaine considéré de la caractéristique de la fonction de protection de distance se situe dans le premier quadrant.

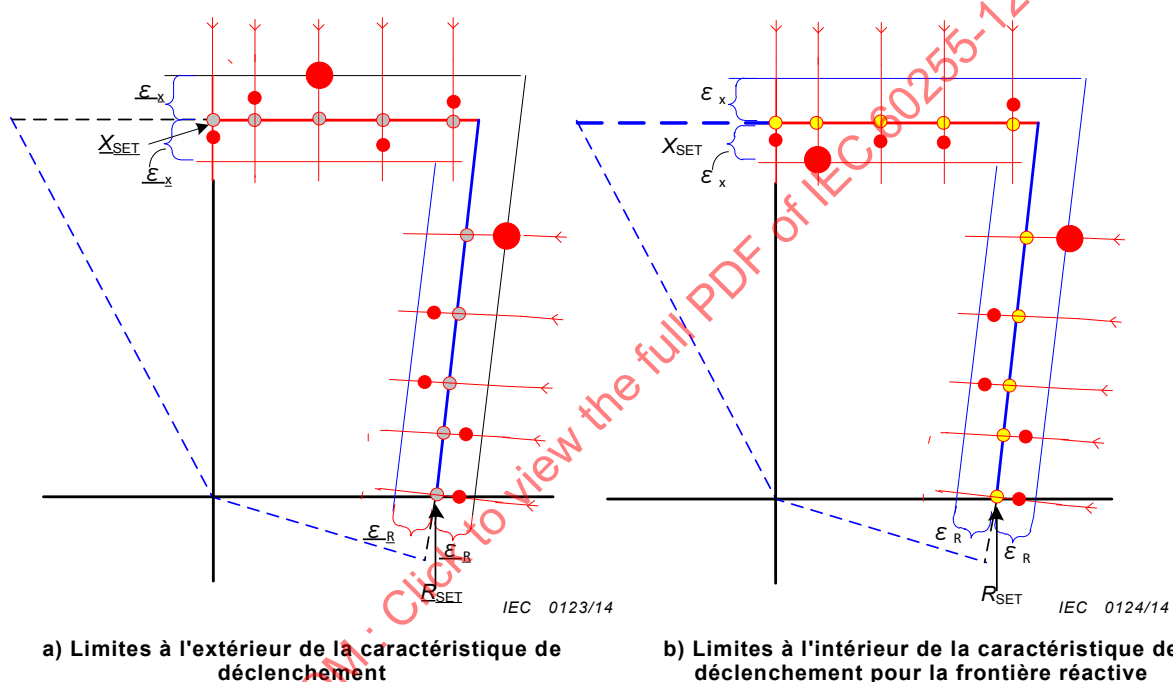


Figure 13 – Caractéristique quadrilatérale montrant des limites de précision

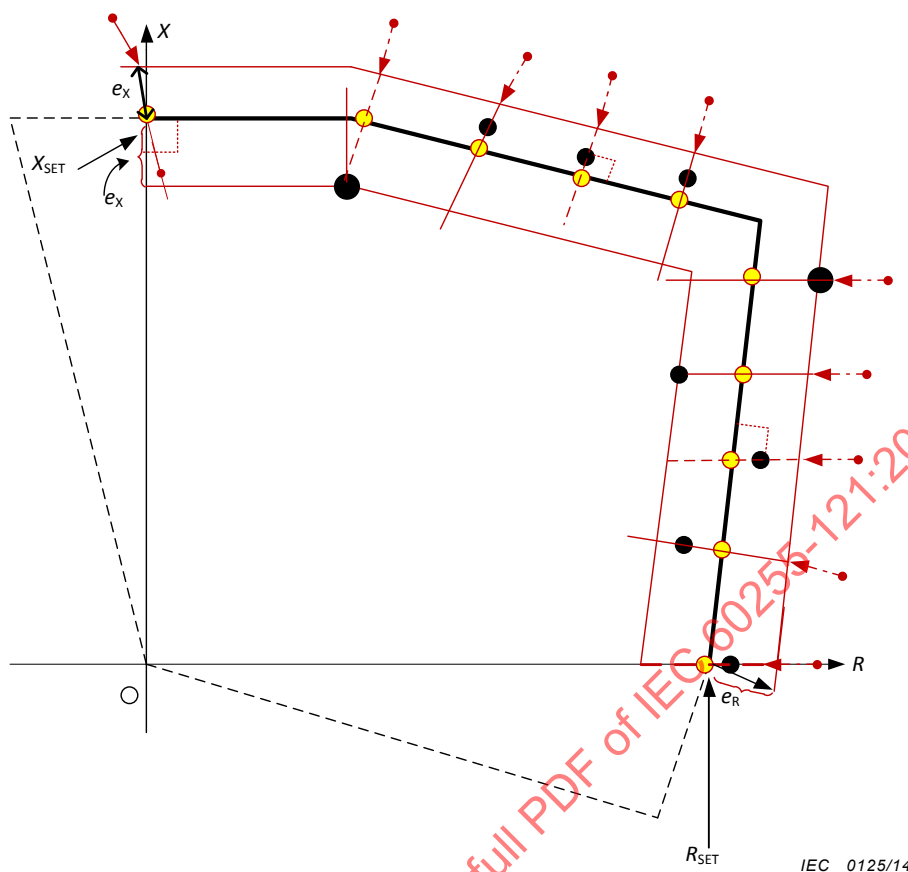


Figure 14 – Caractéristique quadrilatérale/polygonale montrant des limites de précision

Neuf points d'essai sont choisis, définis par des lignes partant de l'origine à des angles de 10° , 20° , ..., 90° (voir Figure 15).

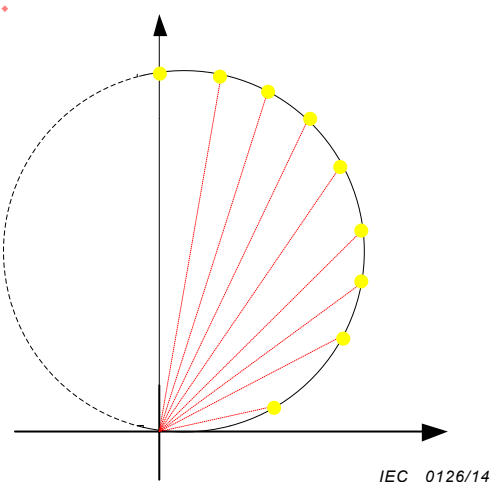


Figure 15 – Caractéristique "MHO" montrant neuf points d'essai

À partir de chaque point d'essai défini, une rampe perpendiculaire à la caractéristique est tracée (voir Figure 16).

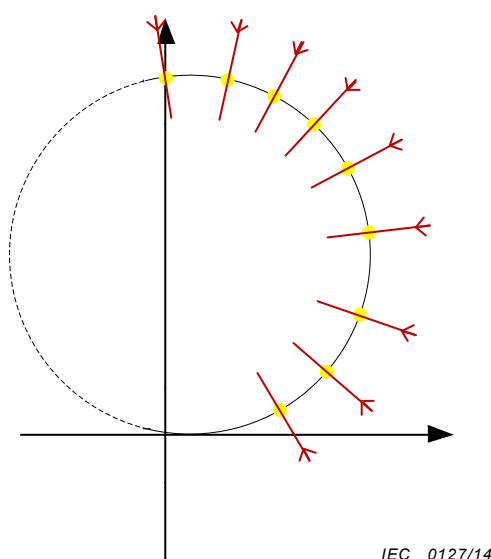


Figure 16 – Caractéristique "MHO" montrant des rampes d'essai

En fonction du point dans l'étendue de mesure (point A, point B (ou B') et point C (ou C')) qui a généré la caractéristique, un type différent de rampes sera demandé:

- rampe de tension constante, où la tension est maintenue constante et le courant varie en fonction de l'impédance de défaut;
- rampe de courant constant, où le courant est maintenu constant et la tension varie en fonction de l'impédance de défaut.

La valeur d'excitation sera déterminée à l'instant où la zone de distance émet le signal de démarrage (signal d'excitation). La rampe peut être une rampe pseudocontinue ou une rampe de coups (rampe d'impulsions ou n'importe quel algorithme de recherche). Les méthodes de rampes et les tensions et courants associés à l'impédance simulée sont décrits à l'Annexe I. Le fabricant doit déclarer quelle méthode de rampes a été utilisée pour soumettre à essai l'exactitude de base.

Chaque rampe d'essai définie donnera un point de fonctionnement de la caractéristique mesurée. Les distances des points de fonctionnement mesurés à la frontière de la caractéristique sont appelées $e_1, e_2, \dots, e_n$. La valeur absolue maximale de e_i définit l'erreur de caractéristique, e , pour la caractéristique (voir Figure 17).

La Figure 17 a) montre à un exemple dans lequel l'exactitude est déterminée par un point mesuré donné situé à l'extérieur de la caractéristique de déclenchement. La Figure 17 b) montre à un exemple similaire, dans lequel l'exactitude est déterminée par un point mesuré situé à l'intérieur de la caractéristique de déclenchement.

Pour finir, l'exactitude en pourcentage est donnée par la formule:

$$\varepsilon = e / Z_{\text{set}} \times 100$$

où Z_{set} est la portée Z à l'angle de ligne de 85° conformément aux Figures 17 a) et 17 b).

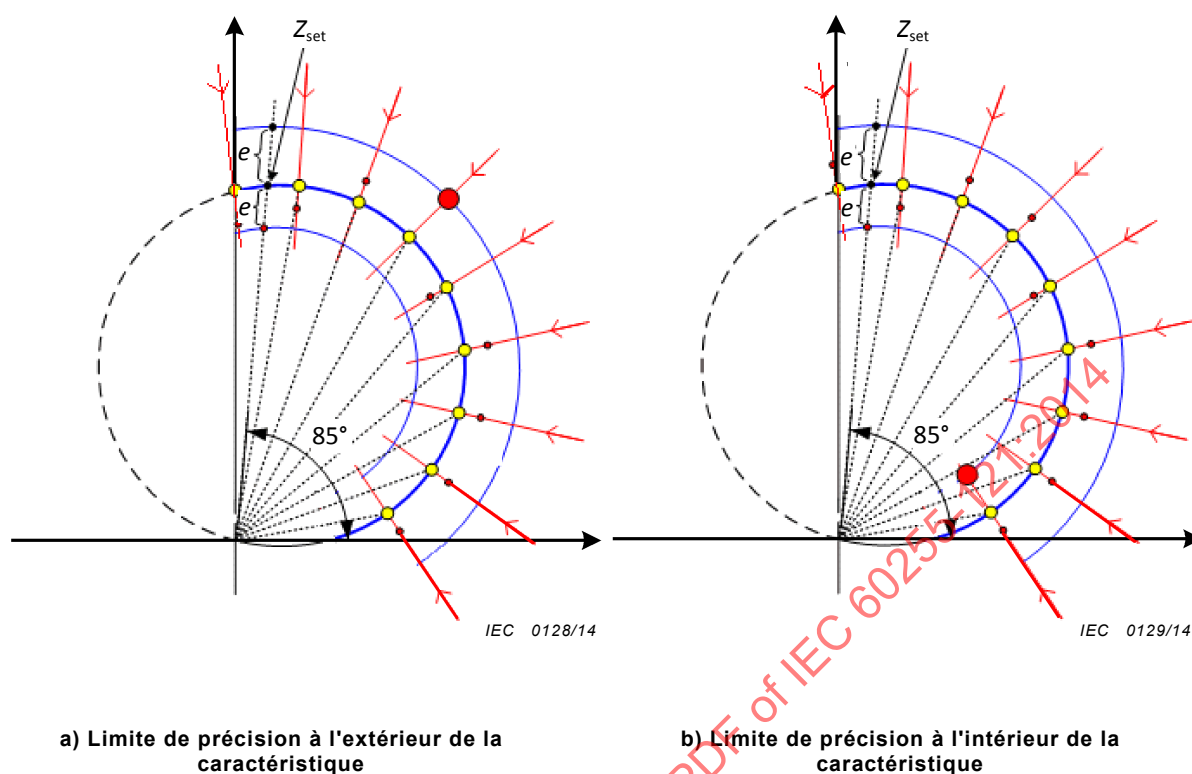


Figure 17 – Limites de précision pour la caractéristique "MHO"

L'erreur maximale obtenue en prenant en considération tous les différents types de défauts est l'erreur d'exactitude associée au point d'essai générique P dans l'étendue de mesure.

6.2.2.3 Procédure d'essai pour le point d'essai A

Calcul des valeurs de réglages

Les valeurs de réglage pour la zone de protection de distance sont calculées en prenant en considération l'impédance associée au point A de la Figure 9:

$$Z_A = (0,3 \times U_{\text{rated}}) / (2 \times I_{\text{rated}})$$

Les valeurs de réglage de la fonction de protection sont calculées en utilisant la procédure donnée pour le point d'essai générique P et décrite à l'Annexe H.

Procédure d'essai

L'impédance est injectée en gardant la valeur du courant injecté constante à une valeur de $2 \times I_{rated}$. La procédure d'essai est telle que décrite pour le point générique P (Annexe I).

La précision en pourcentage est calculée pour le point d'essai A.

6.2.2.4 Procédure d'essai pour le point d'essai B (ou B')

Calcul des valeurs de réglages

Les valeurs de réglage pour la zone de protection de distance sont calculées en prenant en considération l'impédance associée au point B de la Figure 9 ou au point B' de la Figure 10.

$Z_B = (U_B) / (I_B)$ ou $Z_{B'} = (U_{B'}) / (I_{B'})$ si le point B' est choisi en raison de la limitation du domaine de réglage.

Où U_B représente 85 % de la valeur de tension maximale de l'étendue de mesure, et I_{min} représente la valeur de courant minimale de l'étendue de mesure de la protection de distance.

Les valeurs de réglage de la fonction de protection sont calculées en utilisant la procédure donnée pour le point d'essai générique P (Annexe H).

Procédure d'essai

L'impédance est injectée en gardant la valeur du courant injecté constante à une valeur de I_{min} (ou $I_{B'}$). La procédure d'essai est telle que décrite pour le point d'essai générique P (Annexe I).

Au cours des rampes, si la tension passe au-dessus de l'étendue de mesure du relais de protection, la rampe peut être sautée dans l'essai et la prochaine rampe peut être prise en considération.

La précision en pourcentage est calculée pour le point d'essai B (ou B').

6.2.2.5 Procédure d'essai pour le point d'essai C (ou C')

Calcul des valeurs de réglages

Les valeurs de réglage pour la zone de protection de distance sont calculées en prenant en considération l'impédance associée au point d'essai C de la Figure 9 ou au point C' de la Figure 10.

$Z_C = (U_{min}) / (I_C)$ ou $Z_{C'} = (U_{C'}) / (I_{C'})$ si le point C'est choisi en raison de la limitation du domaine de réglage;

où

U_{min} est la valeur de tension minimale de l'étendue de mesure; et

I_C est 85 % de la valeur de courant maximale de l'étendue de mesure de la protection de distance.

Les valeurs de réglage de la fonction de protection sont calculées en utilisant la procédure donnée pour le point d'essai générique P (Annexe H).

Procédure d'essai

L'impédance est injectée en gardant la valeur de la tension injectée constante à la valeur de U_{min} (ou $U_{C'}$). La procédure d'essai est telle que décrite pour le point générique P (Annexe I).

Il est important de prêter l'attention à la capacité thermique du relais de protection, pendant l'injection de courant répétée qui est requise pour les essais de rampes. Il peut être nécessaire d'interrompre le courant après plusieurs étapes d'injection et de relancer les essais après un retard temporel prenant en considération le facteur d'utilisation du courant injecté pour rester en dessous de la capacité thermique du relais.

La précision en pourcentage est calculée pour le point d'essai C (ou C').

En raison de la complexité pratique de cet essai, il suffit de ne mesurer la précision de base que pour les points suivants:

- points de pure portée résistive et de pure portée réactive pour la caractéristique quadrilatérale/polygonale, en déterminant ε_R et ε_X ;
- à un angle d'impédance de 85° pour la caractéristique "MHO", déterminant ε .

6.2.2.6 Procédure d'essai pour le point d'essai D

Calcul des valeurs de réglages

Les valeurs de réglage pour la zone de protection de distance sont calculées en prenant en considération l'impédance associée au point D de la Figure 9.

$$Z_D = (U_D) / (I_D)$$

où U_D et I_D sont les coordonnées du point D dans l'étendue de mesure de la protection de distance.

Les valeurs de réglage de la fonction de protection sont calculées en utilisant la procédure donnée pour le point d'essai générique P (Annexe H).

Procédure d'essai

L'impédance est injectée en gardant la valeur du courant injecté constante à une valeur de I_D . La procédure d'essai est telle que décrite pour le point d'essai générique P (Annexe I).

La précision en pourcentage est calculée pour le point d'essai D.

6.2.2.7 Procédure d'essai pour le point d'essai E

Calcul des valeurs de réglages

Les valeurs de réglage pour la zone de protection de distance sont calculées en prenant en considération l'impédance associée au point E de la Figure 9:

$$Z_E = (U_E) / (I_E)$$

où U_E et I_E sont les coordonnées du point E dans l'étendue de mesure de la protection de distance.

Les valeurs de réglage de la fonction de protection sont calculées en utilisant la procédure donnée pour le point d'essai générique P (Annexe H).

Procédure d'essai

L'impédance est injectée en gardant la valeur du courant injecté constante à une valeur de I_E . La procédure d'essai est telle que décrite pour le point générique P (Annexe I).

Il est important de prêter l'attention à la capacité thermique du relais de protection, pendant les injections de courant répétées qui sont requises pour les essais de rampes. Il peut être nécessaire d'interrompre le courant après plusieurs étapes d'injection et de relancer les essais après un retard temporel prenant en considération le facteur d'utilisation du courant injecté pour rester en dessous de la capacité thermique du relais.

La précision en pourcentage est calculée pour le point d'essai E.

En raison de la complexité pratique de cet essai, il suffit de ne mesurer l'exactitude de base que pour les points suivants:

- points de portée résistive et de portée réactive pures pour la caractéristique quadrilatérale/polygonale, en déterminant ε_R et ε_X ;
- à un angle d'impédance de 85° pour la caractéristique "MHO", déterminant ε .

6.2.2.8 Rapports relatifs à la précision de base de la caractéristique

Les valeurs de la précision de base de la caractéristique montrées dans ce paragraphe ne sont que des exemples et le format du rapport est présenté ici.

Pour la caractéristique quadrilatérale/polygonale, le format du rapport d'essais doit être tel que montré dans les Tableaux 3 et 4.

Tableau 3 – Précision de base de la caractéristique (quadrilatérale/polygonale) pour divers points

Points dans l'étendue de mesure	ε_X	ε_R
Point A	1,9 %	2,1 %
Point B	2,4 %	2,6 %
Point C	2,3 %	2,4 %
Point D	2,0 %	2,2 %
Point E	2,1 %	2,3 %

À partir du Tableau 3, la précision de la caractéristique doit être éditée telle que montrée dans le Tableau 4.

Tableau 4 – Précision de base globale de la caractéristique (quadrilatérale/polygonale)

Précision de base de la caractéristique ε_X	$\pm 2,4 \%$ Correspond à la bande de 2,5 %
Précision de base de la caractéristique ε_R	$\pm 2,6 \%$ Correspond à la bande de 5 %

L'erreur rapportée dans le Tableau 4 est la plus grande erreur mesurée issue du Tableau 3.

Pour la caractéristique "MHO", les données rapportées sont seulement une valeur et le format du rapport d'essais doit être tel que montré dans le Tableau 5.

Tableau 5 – Précision de base de la caractéristique pour divers points (MHO)

Points dans l'étendue de mesure	ε
Point A	1,9 %
Point B	2,7 %
Point C	2,4 %
Point D	2,0 %
Point E	2,3 %

La précision de base de la caractéristique doit être conformément au Tableau 6.

Tableau 6 – Précision de base globale de la caractéristique (MHO)

Précision de base de la caractéristique ε	$\pm 2,7 \%$ Correspond à la bande de 5 %
---	--

L'erreur rapportée dans le Tableau 6 est la plus grande erreur mesurée issue du Tableau 5.

Des essais sont réalisés à la tension assignée (100 V, par exemple), à toutes les fréquences assignées et à tous les courants assignés du relais de protection.

En même temps que les tableaux donnés, le fabricant doit spécifier la méthode de rampes utilisée pour les essais (rampe pseudocontinue ou rampe de coups, telle que décrite dans l'Annexe I).

6.2.3 Précision directionnelle de base dans des conditions de régime établi

6.2.3.1 Généralités

Ces essais ont pour but de définir la précision angulaire des lignes directionnelles pour le dispositif de protection de distance. Cet essai est applicable pour n'importe quelle fonction de protection de distance avec supervision directionnelle.

Quant aux points d'essai de la précision de base de la caractéristique dans la plage de fonctionnement, seul le point d'essai A est pris en considération pour ces essais. Des essais sont réalisés à une tension assignée (100 V, par exemple), à toutes les fréquences assignées et à tous les courants assignés du relais de protection. Les défauts seront injectés selon la séquence décrite par l'organigramme de la Figure 18.

6.2.3.2 Point d'essai A

Réglages de la fonction de protection

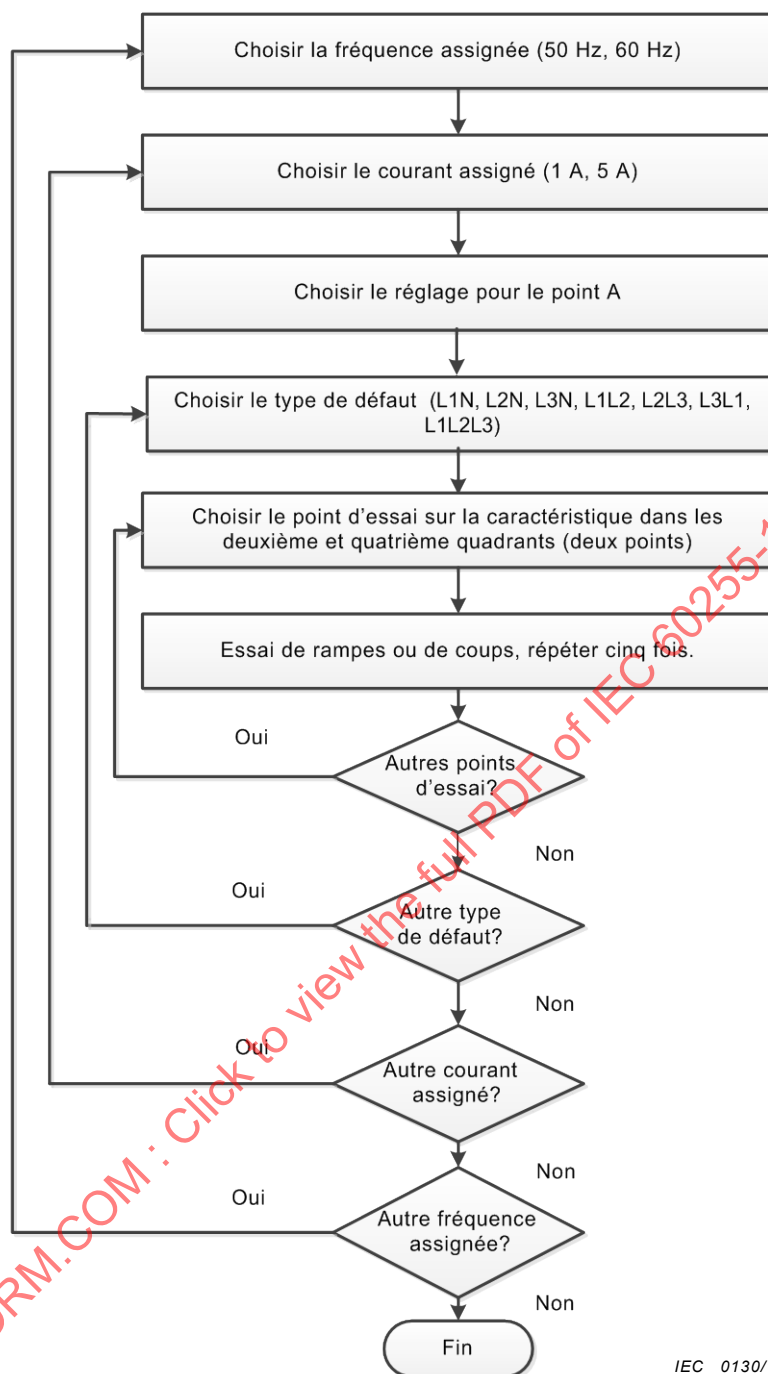
Les réglages de la fonction de protection sont les mêmes qui ont été utilisés pour le point d'essai A dans les essais de précision de base. En plus, les réglages de ligne directionnelle sont les réglages conseillés par le fabricant de relais pour l'application la plus typique.

Essais de caractéristique directionnelle

La caractéristique des lignes directionnelles sera soumise à essai pour tous les types de défauts suivants:

L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

Les grandeurs injectées représentant les défauts ci-dessus sont les mêmes que celles qui sont définies pour les essais de précision de base de la caractéristique.



IEC 0130/14

Figure 18 – Essais de précision de base d'élément directionnel

Essais de précision d'élément directionnel dans le deuxième quadrant

La ligne de caractéristique dans le deuxième quadrant est soumise conformément à la Figure 18. La trajectoire d'impédance pour cet essai est circulaire, l'origine du cercle étant à l'origine de la caractéristique de R/jX .

L'impédance est injectée en gardant la valeur du courant injecté constante à une valeur de $2 \times I_{\text{rated}}$. L'amplitude de la tension est sélectionnée de manière que la réactance soit égale à 80 % de la valeur de réglage (X_{set}) suivant l'axe positif jX (voir Figure 19).

L'impédance injectée est maintenue constante en amplitude, et son angle varie. L'angle varie par échelons qui sont plus petits que 10 % de l'exactitude angulaire déclarée. La rampe peut

être une rampe pseudocontinue, une rampe de coups (rampe d'impulsions), ou un algorithme de recherche plus évolué avec coups comme une recherche dichotomique. Le début de la rampe d'impédance est choisi conformément à la Figure 19. Pour les méthodes d'essai à rampe de coups (rampe d'impulsions) ou un algorithme de recherche plus évolué avec coups comme une recherche dichotomique, les conditions initiales et les conditions de réinitialisation (entre coups) correspondent à la tension assignée et à un courant zéro.

Chaque injection dure un temps supérieur à 5 fois le temps de fonctionnement type de la fonction de protection (si le temps de fonctionnement type est de 20 ms, alors chaque échelon d'injection durera au moins 100 ms).

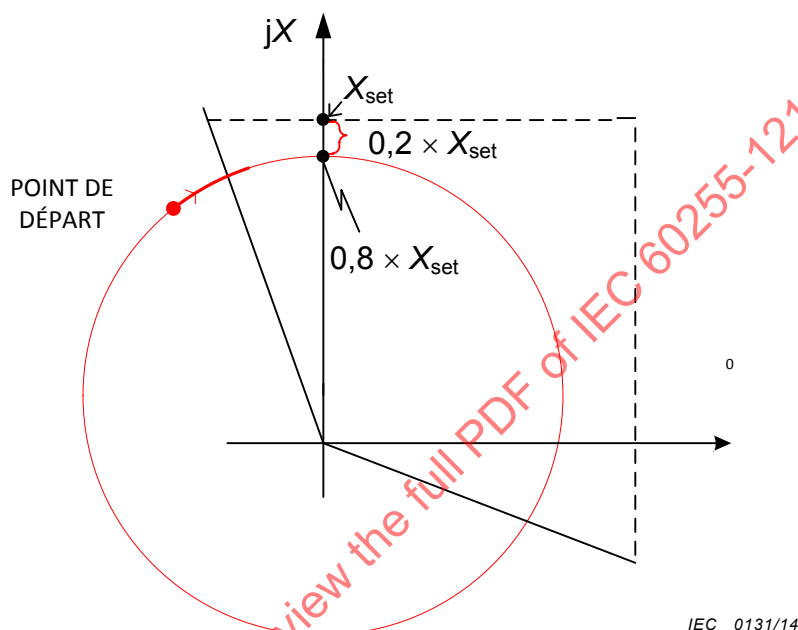


Figure 19 – Essais d'exactitude d'élément directionnel dans le deuxième quadrant

L'injection s'arrêtera quand la zone de protection de distance soumise à essai produit le signal de démarrage. L'angle de l'impédance injectée à l'instant du signal de démarrage est rapporté et la différence entre l'angle théorique et l'angle mesuré est l'erreur mesurée en degrés.

Les résultats d'essai (e_{dir2}) sont rapportés pour chaque type de défaut conformément à la Figure 20.

La plus grande erreur absolue e_{dir2} obtenue pour tous les différents types de défauts (L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3) doit être documentée et la valeur maximale issue de ces essais doit être déclarée comme étant l'exactitude directionnelle de base.

Essais de précision d'élément directionnel pour le quatrième quadrant

La ligne de caractéristique dans le quatrième quadrant est soumise conformément à la Figure 21. La trajectoire d'impédance pour cet essai est circulaire, l'origine du cercle étant à l'origine de la caractéristique de R/jX .

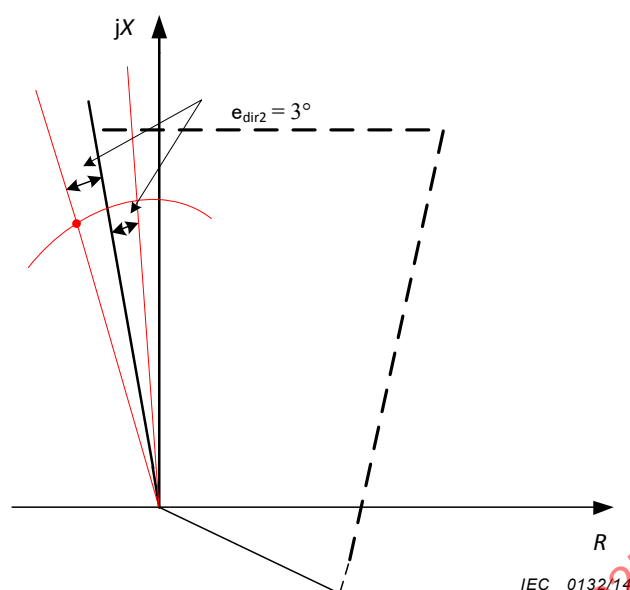


Figure 20 – Essais de précision d'élément directionnel dans le deuxième quadrant

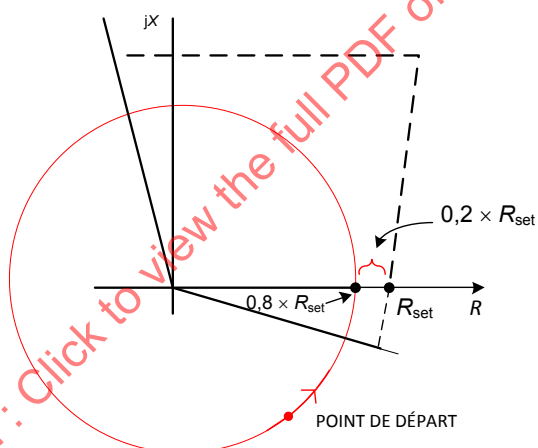


Figure 21 – Essais de précision d'élément directionnel dans le quatrième quadrant

L'impédance est injectée en gardant la valeur du courant injecté constante à une valeur de $2 \times I_{rated}$. L'amplitude de la tension est sélectionnée de manière que la résistance soit égale à 80 % de la valeur de réglage suivant l'axe R positif.

L'impédance injectée est maintenue constante en amplitude, et son angle varie. L'angle varie par échelons qui sont plus petits que 10 % de l'exactitude angulaire déclarée. La rampe peut être une rampe pseudocontinue, une rampe de coups (rampe d'impulsions), ou un algorithme de recherche plus évolué avec coups comme une recherche dichotomique. Le début de la rampe d'impédance est choisi conformément à la Figure 21. Pour les méthodes d'essai à rampe de coups (rampe d'impulsions) ou un algorithme de recherche plus évolué avec coups comme une recherche dichotomique, la condition initiale et la condition de réinitialisation (entre coups) correspondent à la tension assignée et à un courant zéro.

Chaque injection dure pendant un temps supérieur à 5 fois le temps de fonctionnement type de la fonction de protection (si le temps de fonctionnement type est de 20 ms, alors chaque échelon d'injection durera au moins 100 ms).

L'injection s'arrêtera quand la zone de protection de distance soumise à essai produit le signal de démarrage. L'angle de l'impédance injectée à l'instant du signal de démarrage est rapporté et la différence entre l'angle théorique et l'angle mesuré est l'erreur mesurée en degrés.

Les résultats d'essai pour l'essai de précision directionnelle dans le quatrième quadrant (e_{dir4}) sont édités pour chaque type de défaut conformément à la Figure 22.

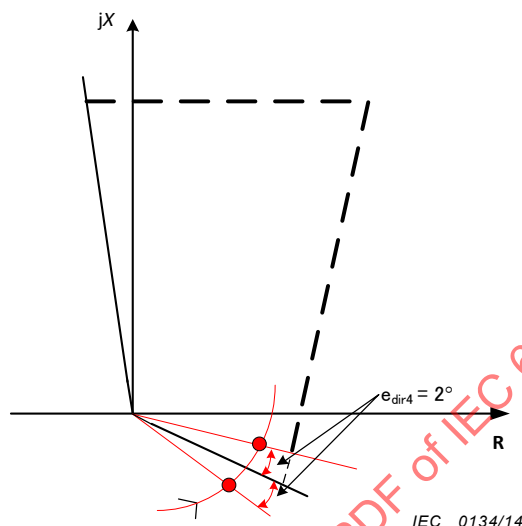


Figure 22 – Lignes d'exactitude d'essai directionnelle dans le quatrième quadrant

La plus grande erreur absolue e_{dir2} obtenue à partir de tous les différents types de défauts (L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1 et L1L2L3) doit être documentée et la valeur maximale issue de ces essais doit être déclarée comme étant la précision directionnelle de base.

6.2.3.3 Rapports relatifs à la précision directionnelle de base

La précision directionnelle de base doit être éditée comme un résultat des essais décrits dans le paragraphe précédent.

Le Tableau 7 montre l'erreur pour chaque type de défaut.

Tableau 7 – Précision directionnelle de base pour divers types de défauts

Type d'essai	e_{dir2}	e_{dir4}
L1N	2°	1,5°
L2N	1,8°	1,4°
L3N	1,9°	1,5°
L1L2	0,7°	1,2°
L2L3	0,9°	1,1°
L3L1	0,8°	1,0°

La précision directionnelle de base doit être éditée conformément au Tableau 8.

Tableau 8 – Exactitude directionnelle de base $e_{\alpha X}$

Exactitude directionnelle de base e_{dir2}	$\pm 2,0^\circ$
Exactitude directionnelle de base e_{dir4}	$\pm 1,5^\circ$

L'erreur rapportée dans le Tableau 8 est la plus grande erreur mesurée issue du Tableau 7.

6.2.4 Détermination de la précision relative à la valeur de réglage du retard temporel

Afin de déterminer la précision du retard temporel d'un élément de distance, des courants et des tensions doivent être appliqués au relais sans composante continue (CC) et les contacts de sortie de démarrage et de fonctionnement surveillés.

Des essais doivent être réalisés pour les types de défauts LN, LL et LLL. Au moins deux valeurs de réglage (50 % et 100 % du domaine de réglage du retard temporel) doivent être soumises à essai.

Quant aux points d'essai de la précision de base de la caractéristique dans la plage de fonctionnement, seul le point d'essai A (Figure 7) est pris en considération pour ces essais.

Les réglages de la fonction de protection sont dérivés du point d'essai A en 6.2.2.

Chaque point d'essai doit être répété au moins cinq fois pour assurer la répétabilité des résultats, la valeur maximale et la valeur moyenne des cinq tentatives étant utilisées pour l'analyse.

La différence entre les temps enregistrés pour les signaux de sortie de démarrage et de sortie de fonctionnement doit être utilisée pour déterminer le retard temporel.

La condition initiale (avant-défaut) d'essai doit correspondre à la tension nominale et à un courant zéro.

La condition de défaut doit être simulée sur la base d'un défaut à 50 % de la valeur de réglage de l'impédance sans résistance de défaut.

6.2.5 Détermination et rapport du temps de dégagement

6.2.5.1 Procédure d'essai

Le temps de dégagement est soumis à essai pour ce qui concerne la caractéristique de protection de distance triphasée qui correspond aux valeurs de réglage associées au point d'essai A ($I = 2 \times I_{rated}$ et $U = 0,3 \times U_{rated}$) dans l'étendue de mesure de U (phase-terre) et I .

Le courant minimal de fonctionnement de la zone de protection de distance soumise à essai doit être édité, et si la valeur est réglable dans le relais, elle doit être mise à 15 % du courant assigné du relais.

Les valeurs de réglage de la protection de distance pour la zone sont calculées selon la procédure expliquée dans l'Annexe H.

Un défaut triphasé est injecté dans le relais, et le signal de déclenchement issu de la protection de distance est surveillé.

Le défaut triphasé a un angle d'impédance de 85° et est placé à 50 % de la valeur de réglage de portée directe de la zone (voir Figure 23).

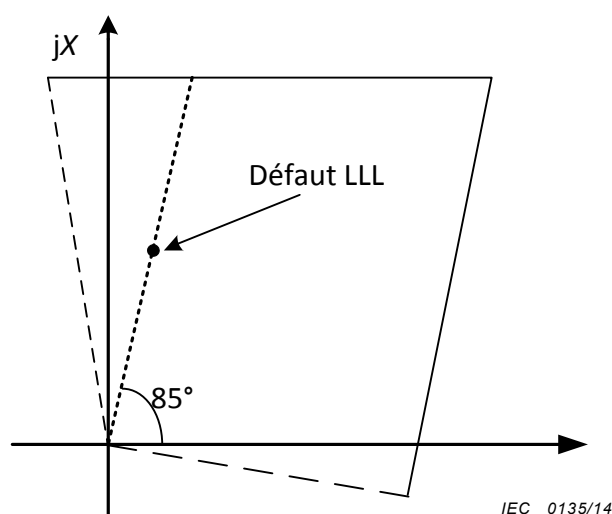


Figure 23 – Position du défaut triphasé pour les essais du temps de dégagement

Le défaut est décrit par les grandeurs suivantes, U_{rated} étant la tension assignée du relais (phase-terre) et I_{rated} le courant assigné du relais, conformément à la définition du point d'essai A:

$$U_{L1} = 0,15 \times U_{\text{rated}} \text{ à } 0^\circ$$

$$U_{L2} = 0,15 \times U_{\text{rated}} \text{ à } -120^\circ$$

$$U_{L3} = 0,15 \times U_{\text{rated}} \text{ à } 120^\circ$$

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{rated}} \text{ à } -85^\circ$$

$$I_{L2} = 4 \times I_{\text{rated}} \text{ à } 155^\circ$$

$$I_{L3} = 4 \times I_{\text{rated}} \text{ à } 35^\circ$$

Les grandeurs de défaut sont éliminées par la procédure suivante.

Les courants de défaut sont éliminés à leur passage par zéro.

Chaque tension de défaut est éliminée lorsque le courant de défaut correspondant est éliminé.

Lorsque la dernière grandeur de défaut est éliminée, le temporisateur de mesure est lancé. Le temporisateur s'arrête lorsque le signal de déclenchement se réinitialise (pour les relais de déclenchement monophasé, lorsque tous les signaux de déclenchement monophasé sont réinitialisés).

Le temps mesuré est le temps de dégagement. La Figure 24 montre la séquence d'événements pour cet essai.

L'essai doit être répété au moins cinq fois pour assurer la répétabilité des résultats, la valeur maximale et la valeur moyenne des cinq tentatives étant utilisées pour l'analyse et les rapports.

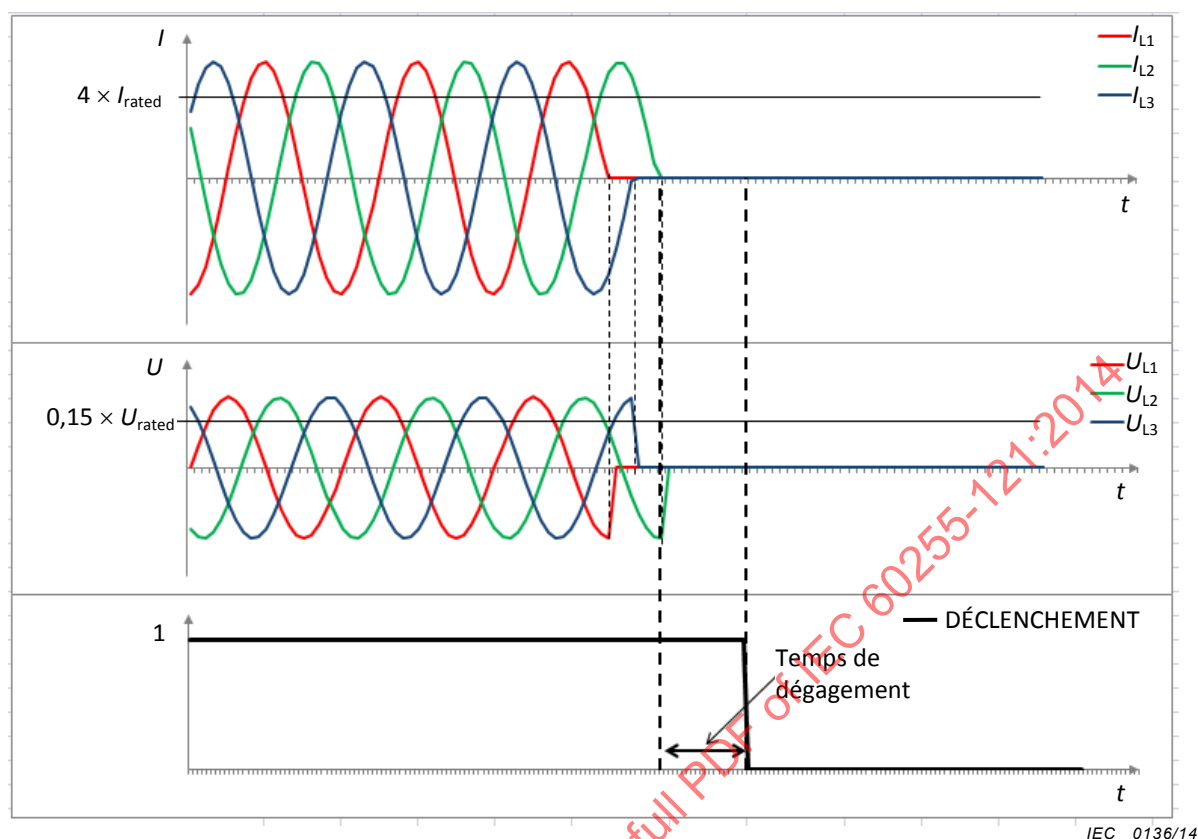


Figure 24 – Séquence d'événements pour les essais du temps de dégagement

6.2.5.2 Rapport relatif au temps de dégagement

Le temps de dégagement doit être édité comme un résultat des essais décrits dans le paragraphe précédent.

Le Tableau 9 montre les résultats pour chaque essai.

Tableau 9 – Résultats du temps de dégagement pour tous les essais

Numéro d'essai	Temps de dégagement
1	22 ms
2	23 ms
3	21 ms
4	23 ms
5	23 ms

6.3 Performance dynamique

6.3.1 Généralités

Les essais pour mesurer la performance dynamique de la fonction de protection de distance, zone1 instantanée, sont décrits ci-dessous:

- temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR sans CVT),
- temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR-CVT avec CVT),

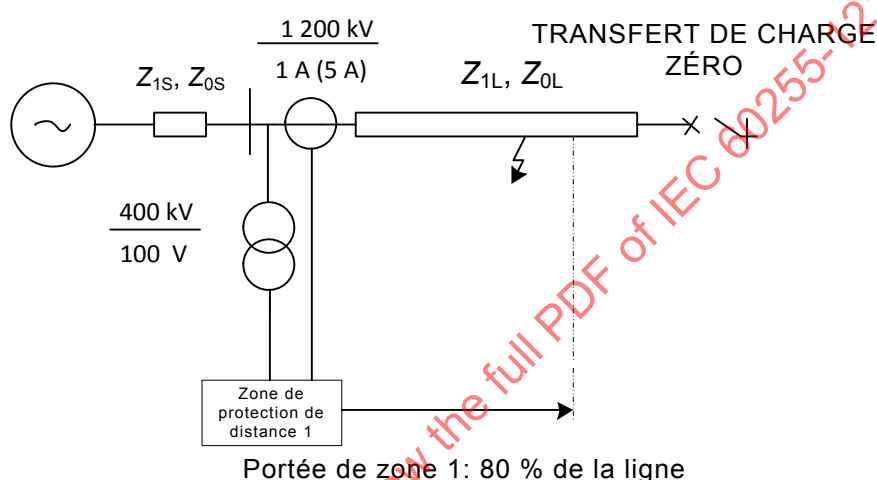
- temps de fonctionnement type (sans CVT).

Ces essais ont pour principal but de donner une procédure normalisée d'évaluation et de comparaison des performances de fonction de protection revendiquée par différents fabricants. Ces essais ne représentent pas toutes les conditions de système possibles. D'autres essais spécifiques à une application peuvent être requis pour évaluer la performance de la fonction de protection de distance.

6.3.2 Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR)

6.3.2.1 Généralités

Afin d'évaluer la performance dynamique, il est utilisé un réseau de système de puissance tel que montré à la Figure 25.



IEC 0137/14

Figure 25 – Réseau de système de puissance avec transfert de charge zéro

Le réseau simulé est un réseau d'alimentation radiale, avec disjoncteur local fermé et disjoncteur distant ouvert (transfert de charge zéro). Un simulateur de réseau est utilisé pour simuler les tensions et les courants, y compris la composante CC décroissante. Les transformateurs de tension et de courant sont considérés comme étant idéaux. Les capacités de ligne ne sont pas prises en considération dans le simulateur de réseau. Plusieurs angles d'apparition de défauts sont utilisés en chaque emplacement de défaut. La définition d'un angle d'apparition de défaut peut être consultée à l'Annexe J.

Les données système suivantes sont utilisées pour la simulation:

Tension du système = 400 kV

Fréquence du système = 50 Hz et 60 Hz (les données d'impédance fournies ici sont applicables tant à 50 Hz qu'à 60 Hz)

TP: 400 kV/100 V

TC: 1 200 A/1 A et 1 200 A/5 A

Toutes les données d'impédances sont spécifiées en ohms primaires.

Donnée de ligne en Ω/km

$$Z_{1L} = Z_{2L} = (0,031\ 84 + j0,363\ 6)\ \Omega/\text{km}$$

$$Z_{0L} = (0,127\ 40 + j1,455\ 2)\ \Omega/\text{km}$$

Données de longue ligne (longueur = 100 km)

$$Z_{1L} = Z_{2L} = R_{1L} + jX_{1L} = (3,184 + j36,36)\ \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (12,740 + j145,52)\ \Omega$$

Données de courte ligne (longueur = 20 km)

$$Z_{1L} = Z_{2L} = R_{1L} + jX_{1L} = (0,636\ 8 + j7,272)\ \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (2,548 + j29,104)\ \Omega$$

où Z_1 , Z_2 et Z_0 sont respectivement les impédances directe, inverse et homopolaire.

Rapport d'impédance du réseau (SIR)

Le rapport d'impédance du réseau (SIR) du système est le rapport de l'impédance de source à la valeur de réglage de l'impédance de la fonction de protection de distance. Selon le type de défaut, le rapport d'impédance du réseau est défini comme suit.

$$\text{Défaut triphasé (LLL): } SIR = |Z_{1S}| / |Z_{1\text{reach}}|$$

$$\text{Défaut biphasé (LL): } SIR = |Z_{1S}| / |Z_{1\text{reach}}|$$

$$\text{Défaut monophasé (LN): } SIR = |(2 \times Z_{1S} + Z_{0S})| / |(2 \times Z_{1\text{reach}} + Z_{0\text{reach}})|$$

Où $Z_{1\text{reach}}$ représente 80 % de l'impédance directe de la ligne et $Z_{0\text{reach}}$ représente 80 % de l'impédance homopolaire de la ligne.

Il est supposé que l'impédance inverse de la source (Z_{2S}) est égale à l'impédance directe de la source (Z_{1S}).

Les coefficients de retour par la terre (K_N) pour l'impédance de source et l'impédance de ligne (valeurs de réglage) sont tous les deux égaux à 1.

Valeurs de réglage de la fonction de protection de distance

La zone 1 de protection de distance instantanée doit être mise à 80 % de la ligne (réglages d'alimentation radiale, sans considération d'import/export de charge, ligne d'alimentation distante, etc.).

La résistance de défaut, si elle est réglable, sera mise à une valeur pour couvrir une résistance de 15 ohms primaires à 0 % de la ligne pour les défauts de LN et de 10 ohms primaires, à 0 % de la ligne, pour les défauts de LL (résistance entre deux phases).

Tous les autres réglages nécessaires pour que la protection de distance fonctionne correctement (sélecteur de phase, zone de démarrage, empiètement de charge, lignes directionnelles etc.), s'ils sont disponibles, seront mis aux valeurs les plus communes conseillées par le fabricant pour la situation.

Tous les réglages pertinents de la fonction de protection de distance doivent être déclarés et aucun réglage ne doit changer au cours des essais.

Les deux réglages suivants de diagrammes SIR sont définis:

- réglages de diagramme SIR pour courte ligne,
- réglages de diagramme SIR pour longue ligne.

6.3.2.2 Diagrammes SIR pour courte ligne

Nombre des SIR pris en considération

Pour les diagrammes SIR pour courte ligne, les différents SIR suivants sont utilisés:

5, 10, 30, 50.

Cela donne les impédances de source telles que montrées dans le Tableau 10 en fonction du SIR.

Tableau 10 – SIR de courte ligne et impédance de source pour un courant et une fréquence assignés

SIR	Impédances de source, ohms primaires				Impédances de portée (réglages, 80 % de la ligne), ohms primaires			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
5	2,55	29,09	10,19	116,42	0,51	5,82	2,04	23,28
10	5,09	58,18	20,38	232,83	0,51	5,82	2,04	23,28
30	15,27	174,54	61,14	698,49	0,51	5,82	2,04	23,28
50	25,47	290,88	101,92	1 164,16	0,51	5,82	2,04	23,28

Position de défaut, sous la forme d'un pourcentage du réglage de portée d'impédance

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (si le relais ne passe pas à une portée étendue à 105 %, inutile d'effectuer l'essai à 110 %).

Types de défaut

L1N, L2L3, L1L2L3, L2L3N

Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison de la limitation numérique, la valeur minimale admissible de la résistance de défaut doit être utilisée).

Angles d'apparition de défaut

En chaque position de défaut, les angles d'apparition de défaut suivants doivent être utilisés:

0°, 30°, 60°, 90°.

Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois. Les défauts seront injectés selon la séquence décrite par l'organigramme de la Figure 26.

Réglages

Les réglages des diagrammes SIR de courte ligne doivent être utilisés. 1 792 essais au total seront effectués afin d'éditer les diagrammes SIR pour la courte ligne, aux valeurs assignées sélectionnées de la fréquence et du courant (50 Hz, 1 A, par exemple).

Autres valeurs assignées de courant et de fréquence

Pour les autres valeurs assignées de courant et de fréquence, les critères pour les essais seront réduits au SIR donné dans le Tableau 11.

Tableau 11 – SIR de courte ligne et impédances de source pour d'autres valeurs du courant et de la fréquence assignés

SIR	Impédances de source, ohms primaires				Impédances de portée (réglages, 80 % de la ligne), ohms primaires			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
10	5,09	58,18	20,38	232,83	0,51	5,82	2,04	23,28

Position de défaut, sous la forme d'un pourcentage du réglage de portée d'impédance

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (si le relais ne passe pas à une portée étendue à 105 %, inutile d'effectuer l'essai à 110 %).

Types de défaut: L1N et L2L3

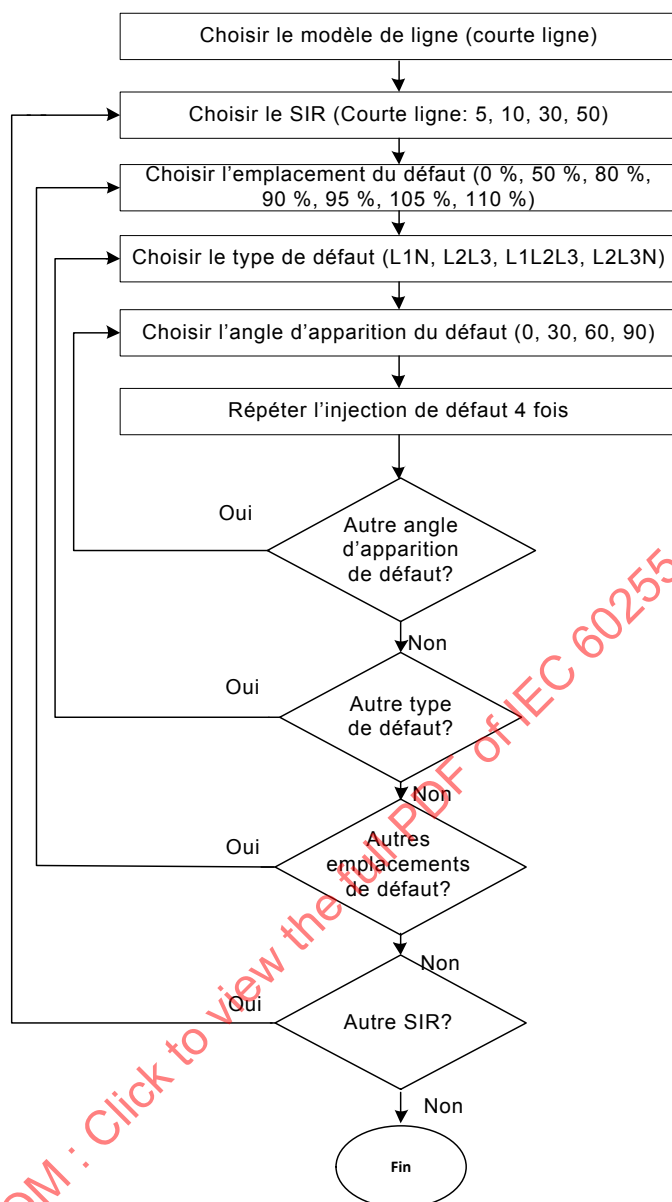
Angles d'apparition de défaut: 0°, 90°

Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

Le nombre d'essais pour d'autres valeurs assignées du courant et de la fréquence (par exemple: 60 Hz, 5 A) est 112.

Les injections supplémentaires pour éliminer ou modifier la rémanence magnétique dans les TC à relais de protection sont interdites.



IEC 0138/14

Figure 26 – Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement dynamique (diagramme SIR)

6.3.2.3 Rapports relatifs aux diagrammes SIR de courte ligne

Les diagrammes SIR de courte ligne doivent être édités pour une fréquence assignée, pour un courant assigné et pour chaque type de défaut. Au total, 12 diagrammes SIR de courte ligne par fréquence (minimale, maximale et moyenne pour 4 types de défaut) doivent être édités. Les diagrammes SIR de courte ligne doivent être édités pour une fréquence assignée donnée et un courant assigné donné.

Les temps de fonctionnement minimaux, maximaux et moyens doivent être édités. Le temps de fonctionnement moyen est la moyenne du temps de fonctionnement rapporté pour chaque position de défauts sur 16 coups (4 angles d'apparition de défaut répétés 4 fois). Si la zone 1 de relais ne déclenche pas dans un délai de 200 ms à partir de l'injection de défaut, le temps de déclenchement pour cette injection de défaut particulière est enregistré comme étant de 200 ms.

Un exemple de ces diagrammes SIR est montré aux Figures 27, 28 et 29.

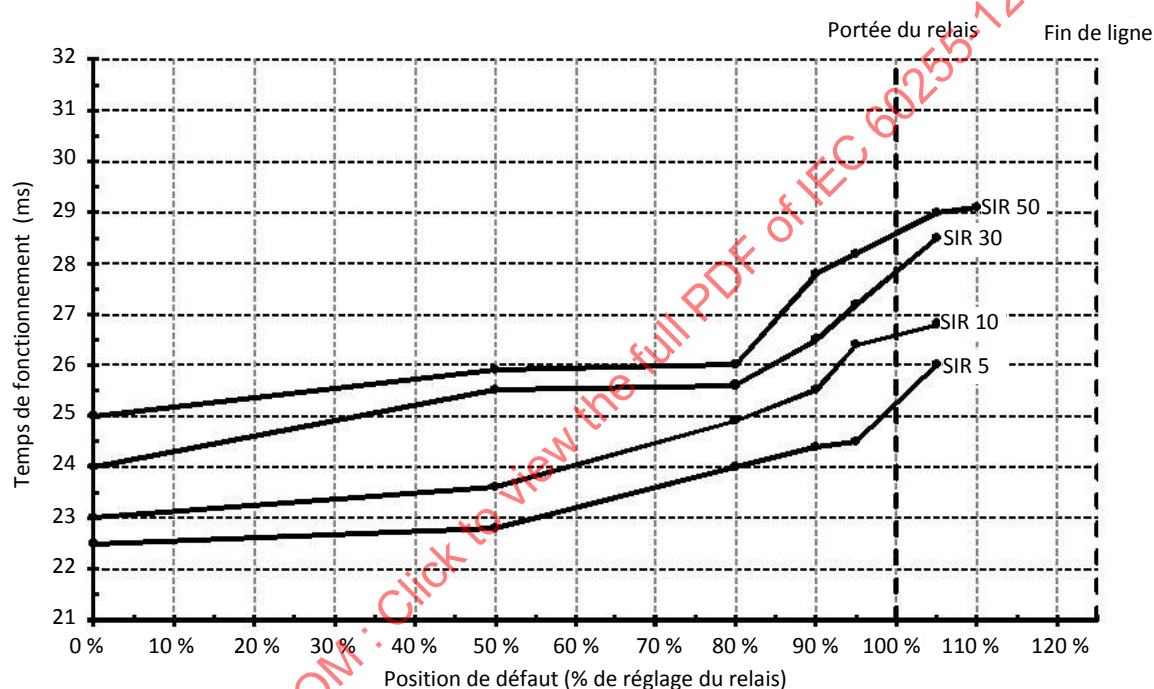
Il est également acceptable de fournir des diagrammes séparés pour différents SIR et de combiner le minimum, le maximum et la moyenne en un seul diagramme.

Réglages

Le fabricant doit déclarer les réglages utilisés au cours de la conduite des essais.

Indicateurs de fonctionnement (indicateurs de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou message GOOSE⁹ c'est-à-dire "Événement de poste orienté objet générique" de la série CEI 61850). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, alors le fabricant doit déclarer comment les diagrammes SIR sont affectés.



IEC 0139/14

Figure 27 – Diagramme SIR pour courte ligne: temps de fonctionnement minimal

⁹ Generic Object Oriented Substation Event *en anglais*.

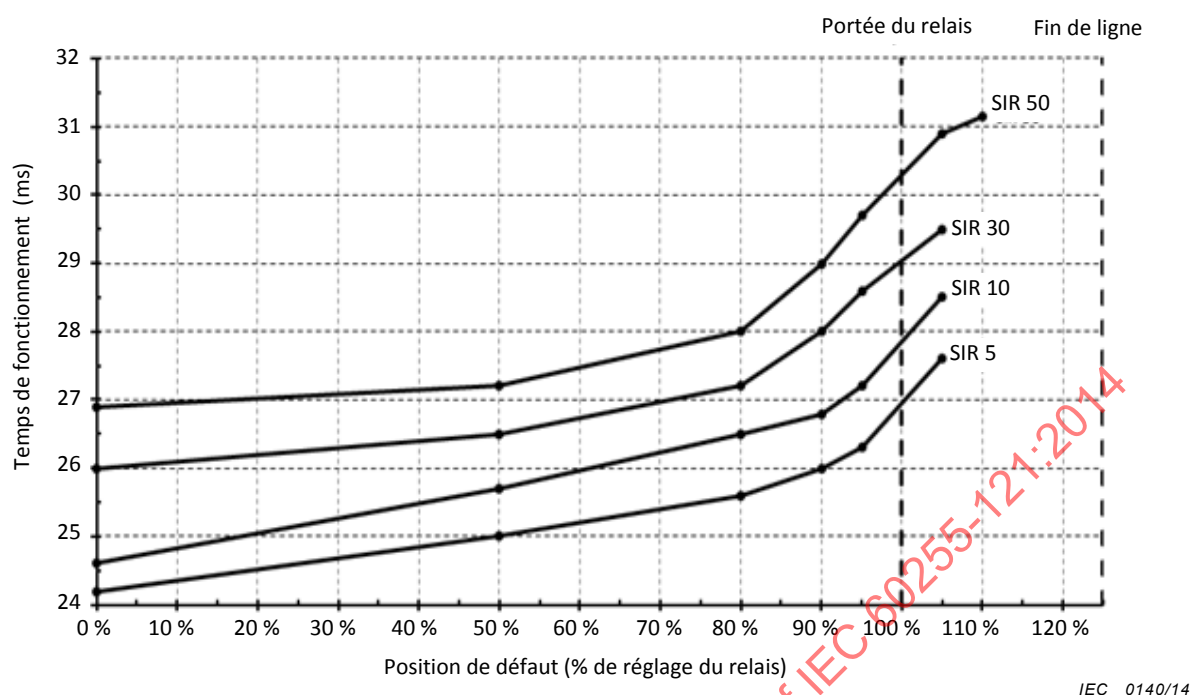


Figure 28 – Diagramme SIR pour courte ligne: temps de fonctionnement moyen

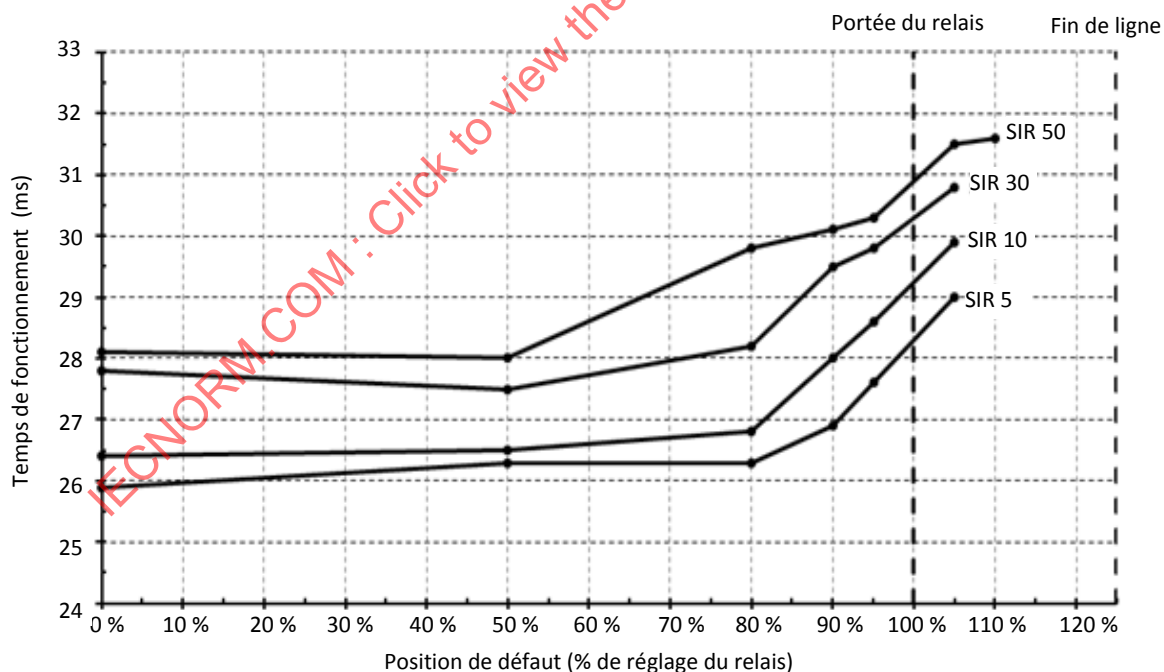


Figure 29 – Diagramme SIR pour ligne courte: temps de fonctionnement maximal

6.3.2.4 Diagrammes SIR de longue ligne

Nombre des SIR pris en considération

Pour les diagrammes SIR pour longue ligne, les différents SIR suivants doivent être utilisés:

0,2; 0,5; 5; 10

Cela donne les impédances de source telles que montrées dans le Tableau 12 en fonction du SIR.

Position de défaut, sous la forme d'un pourcentage du réglage de portée d'impédance

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 %

Types de défaut

L2N, L3L1, L1L2L3, L3L1N

Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison de la limitation numérique, la valeur minimale admissible de la résistance de défaut doit être utilisée).

Angles d'apparition de défaut

En chaque position de défaut, les angles d'apparition de défaut suivants doivent être utilisés:

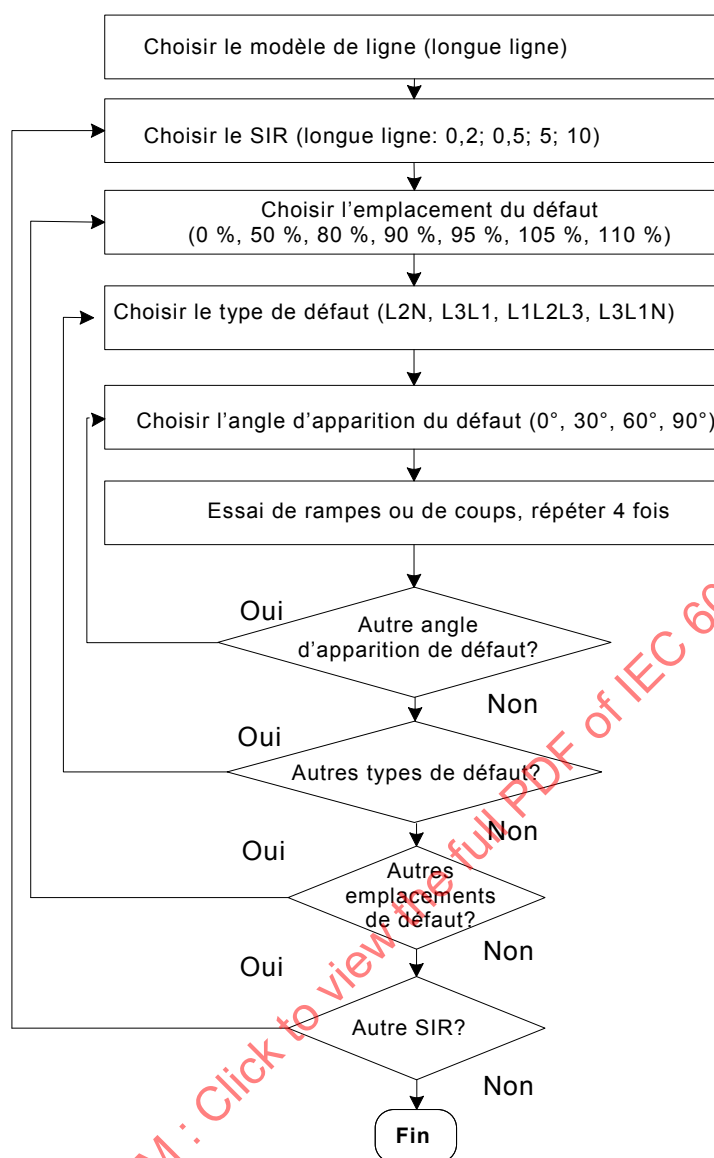
0°, 30°, 60°, 90°

Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

Ordre des injections de défauts

Les défauts seront injectés selon la séquence décrite par l'organigramme de la Figure 30.



IEC 0142/14

Figure 30 – Essais de performance dynamique (diagrammes SIR)

Les injections supplémentaires pour éliminer ou modifier la rémanence magnétique dans les TC à relais de protection sont interdites.

Tableau 12 – SIR de longue ligne et impédances de source pour des valeurs sélectionnées du courant et de la fréquence assignés

SIR	Impédances de source, ohms primaires				Impédances de portée (réglages, 80 % de la ligne), ohms primaires			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
0,2 ^a	0,51	5,82	2,04	23,28	2,55	29,09	10,19	116,42
0,5	1,27	14,54	5,10	58,21	2,55	29,09	10,19	116,42
5	12,74	145,44	50,96	582,08	2,55	29,09	10,19	116,42
10	25,47	290,88	101,92	1 164,16	2,55	29,09	10,19	116,42

^a L'essai SIR 0,2 est pour les relais 1 A seulement.

Réglages

Les réglages des diagrammes SIR de longue ligne doivent être utilisés.

1 792 essais au total seront effectués afin d'éditer les diagrammes SIR pour la longue ligne, aux valeurs assignées sélectionnées de la fréquence et du courant (50 Hz, 1 A, par exemple).

Autres valeurs assignées de courant et de fréquence

Pour les autres valeurs assignées de courant et de fréquence, les critères pour les essais seront réduits au SIR donné dans le Tableau 13.

Tableau 13 – SIR de longue ligne et impédances de source pour d'autres valeurs du courant et de la fréquence assignés

SIR	Impédances de source, ohms primaires				Impédances de portée (réglages de relais, 80 % de la ligne), ohms primaires			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
0,5	1,27	14,54	5,10	58,21	2,55	29,09	10,19	116,42

Position de défaut, sous la forme d'un pourcentage du réglage de portée d'impédance

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (si le relais ne passe pas à une portée étendue à 105 %, inutile d'effectuer l'essai à 110 %)

Types de défaut: L1N et L2L3

Angles d'apparition de défaut: 0°, 90°

Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

6.3.2.5 Rapports relatifs aux diagrammes SIR de longue ligne

Les diagrammes SIR de longue ligne doivent être édités pour une fréquence assignée, pour un courant assigné et pour chaque type de défaut. Au total, 12 diagrammes SIR de longue ligne (min, max et moyenne pour type de défaut) doivent être édités pour une valeur donnée de la fréquence assignée et du courant assigné.

Les temps de déclenchement minimaux, maximaux et moyens doivent être édités. Le temps de déclenchement moyen est la moyenne du temps de fonctionnement rapporté pour chaque position de défauts sur 16 coups (4 angles d'apparition de défaut répétés 4 fois). Si la zone 1 de relais ne déclenche pas dans un délai de 200 ms à partir de l'injection de défaut, le temps de déclenchement pour cette injection de défaut particulière est enregistré comme étant de 200 ms.

Un exemple de ces diagrammes SIR est montré aux Figures 31, 32 et 33.

Il est également acceptable de fournir des diagrammes séparés pour différents SIR et de combiner le minimum, le maximum et la moyenne en un seul diagramme.

Réglages

Le fabricant doit déclarer les réglages utilisés au cours des essais de performance.

Indicateurs de fonctionnement (indicateurs de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou message GOOSE c'est-à-dire "Événement de poste orienté objet générique" de la série CEI 61850). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, alors le fabricant doit déclarer comment les diagrammes SIR sont affectés.

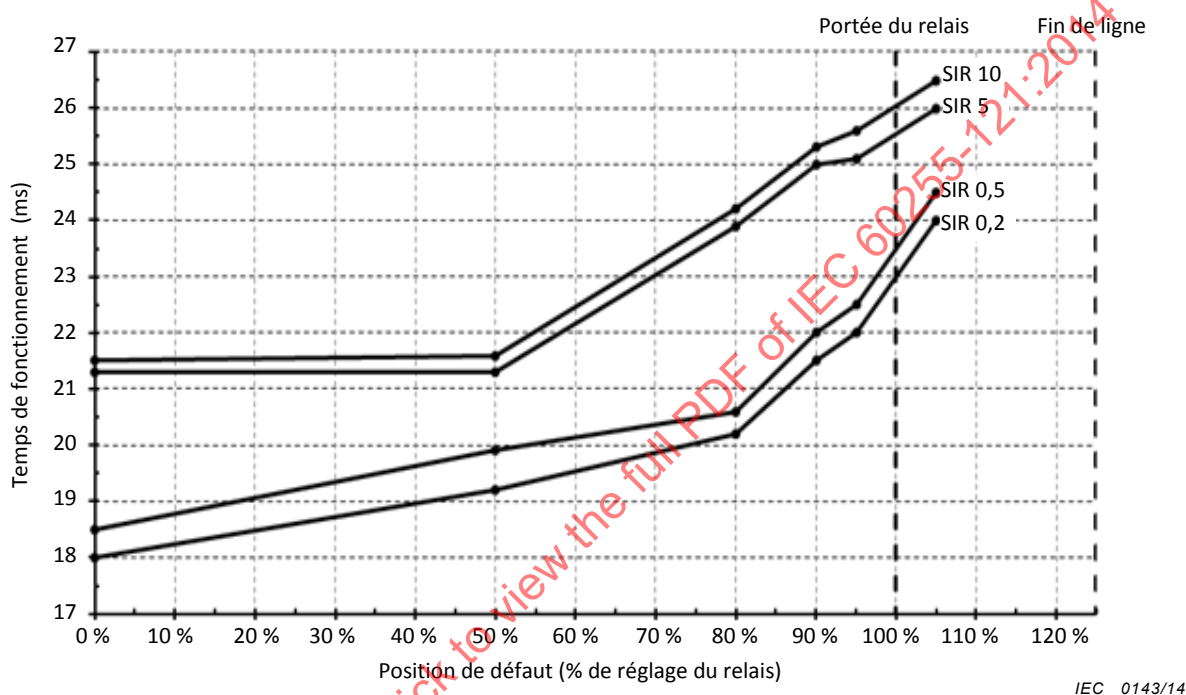
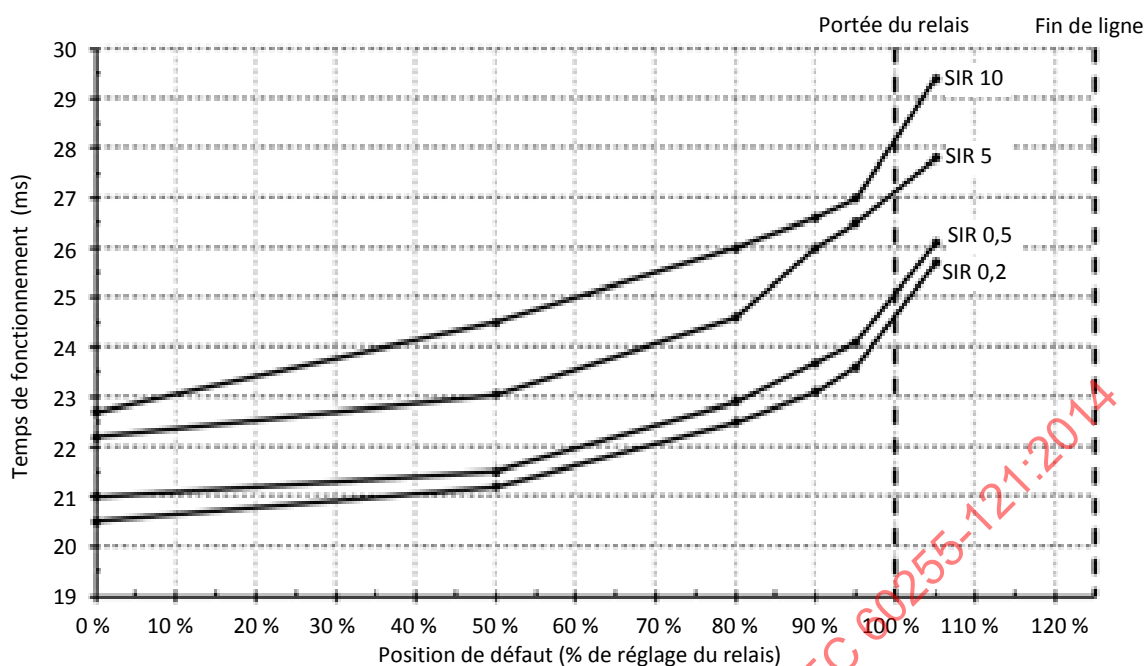


Figure 31 – Diagramme SIR pour longue ligne: temps de fonctionnement minimal

6.3.3 Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement sur transitoire (diagrammes SIR-CVT)

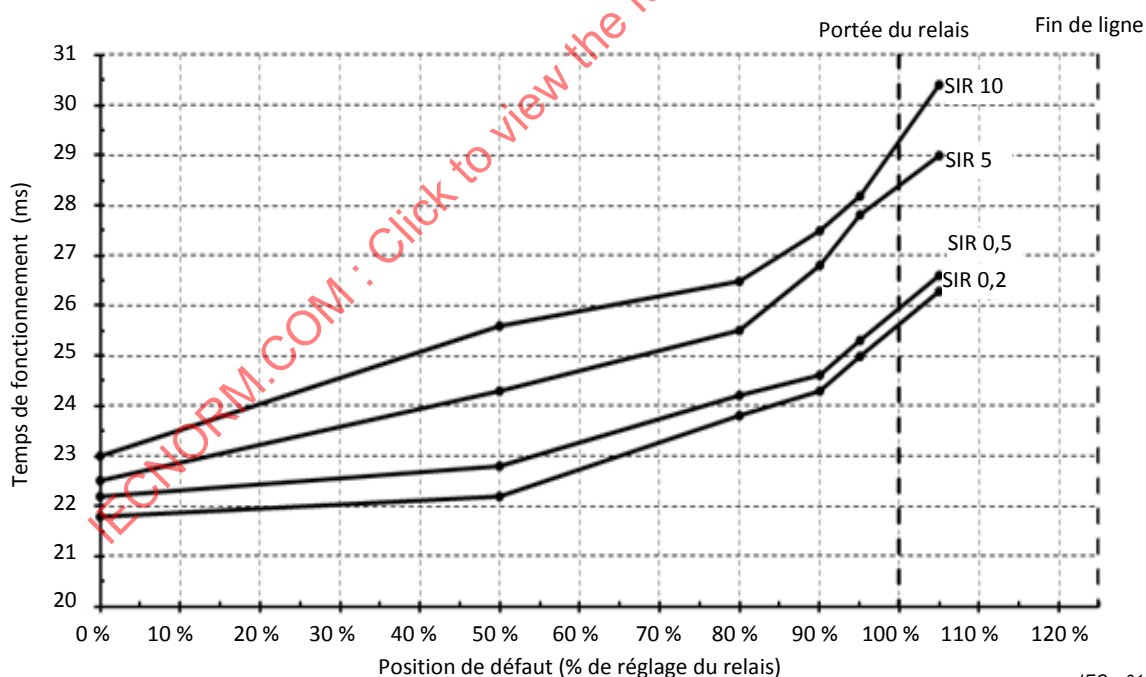
6.3.3.1 Généralités

Le réseau simulé est le même que celui utilisé pour les diagrammes SIR. Seul l'établissement de la courte ligne sera pris en considération et les essais seront réalisés sur un plus petit nombre de points. Un modèle électrique pour les transformateurs condensateurs de tension est introduit dans ces essais.



IEC 0144/14

Figure 32 – Diagramme SIR pour longue ligne: temps de fonctionnement moyen



IEC 0145/14

Figure 33 – Diagramme SIR pour longue ligne: temps de fonctionnement maximal

Valeurs de réglage de la fonction de protection de distance

La protection de distance doit être établie conformément aux réglages des diagrammes SIR pour courte ligne.

Si l'application CVT justifie la modification de certains réglages, le fabricant est autorisé à apporter la modification et doit déclarer ce qui a été modifié et pourquoi. Cela donnera lieu à des réglages de diagrammes SIR-CVT de courte ligne.

Tous les réglages pertinents de la fonction de protection de distance doivent être déclarés dans le rapport et aucun réglage ne doit changer au cours de l'essai.

6.3.3.2 Modèle CVT

Le modèle CVT est décrit à l'Annexe K.

6.3.3.3 Diagrammes SIR-CVT pour courte ligne

Les essais décrits dans ce paragraphe sont prévus pour des applications où des CVT sont utilisés. Dans d'autres applications de la protection de distance où des CVT ne sont pas applicables, ces essais ne sont pas exigés.

Nombre des SIR pris en considération

Pour les diagrammes SIR-CVT pour courte ligne, les valeurs de SIR suivantes doivent être utilisées:

5, 10, 50

Cela donne les impédances de source en fonction du SIR telles que montrées dans le Tableau 14.

Tableau 14 – Impédance de source des SIR-CVT de courte ligne

SIR	Impédances de source, ohms primaires				Impédances de portée (réglages, 80 % de la ligne), ohms primaires			
	R_{1s}	X_{1s}	R_{0s}	X_{0s}	R_{1reach}	X_{1reach}	R_{0reach}	X_{0reach}
5	2,55	29,09	10,19	116,42	0,51	5,82	2,04	23,28
10	5,09	58,18	20,38	232,83	0,51	5,82	2,04	23,28
50	25,47	290,88	101,92	1 164,16	0,51	5,82	2,04	23,28

Position de défaut, sous la forme d'un pourcentage de la portée de la fonction de protection de distance

Afin d'avoir la comparaison entre les diagrammes SIR et les diagrammes SIR-CVT, les défauts sont injectés aux mêmes positions que celles des diagrammes de SIR. Le courant et la fréquence assignés doivent être les mêmes que ceux utilisés pour les diagrammes SIR de courte ligne.

0 %, 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 % (si le relais ne passe pas à une portée étendue à 105 %, inutile d'effectuer l'essai à 110 %).

Types de défaut

L3N, L1L2, L1L2L3, L1L2N

Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison de la limitation numérique, la valeur minimale admissible de la résistance de défaut doit être utilisée).

Angles d'apparition de défaut

En chaque position de défaut, les angles d'apparition de défaut suivants doivent être utilisés:

0°, 30°, 60° et 90°

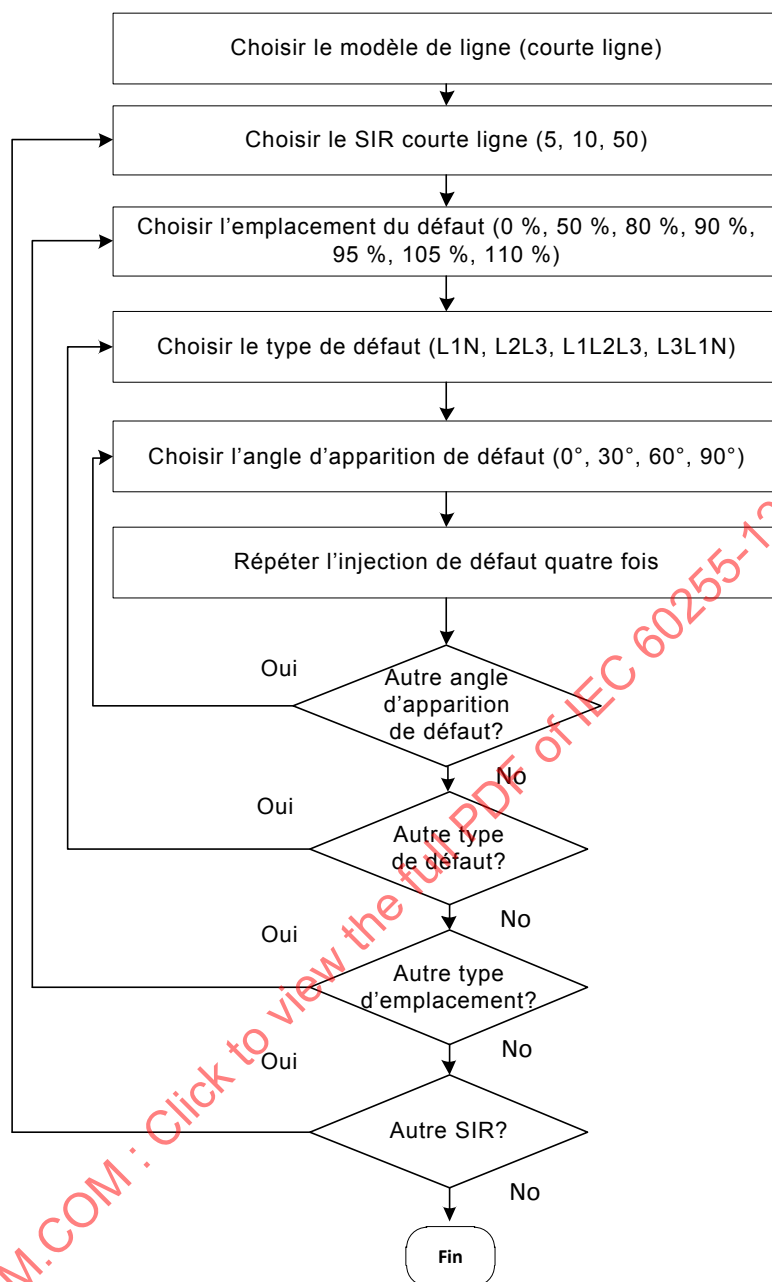
Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

Ordre des injections de défauts

Les défauts seront injectés selon la séquence décrite par l'organigramme de la Figure 34.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



IEC 0146/14

Figure 34 – Performance dynamique: temps de fonctionnement et dépassement dynamique (diagramme SIR-CVT)

Les injections supplémentaires pour éliminer ou modifier la rémanence magnétique dans les TC à relais de protection sont interdites.

Réglages

Les réglages des diagrammes SIR de courte ligne doivent être utilisés. En variante, les réglages de diagrammes SIR-CVT de courte ligne peuvent être utilisés, comme indiqué précédemment.

6.3.3.4 Rapports relatifs aux diagrammes SIR-CVT de courte ligne

Les diagrammes SIR-CVT n'ont besoin d'être édités que pour le modèle de courte ligne. Les diagrammes doivent être édités pour une valeur sélectionnée de la fréquence assignée et du

courant assignée du relais de protection et pour chaque type de défaut. Au total, 12 diagrammes SIR de courte ligne doivent être édités.

Les temps de déclenchement minimaux, maximaux et moyens doivent être édités. Le temps de fonctionnement moyen est la moyenne du temps de fonctionnement rapporté pour chaque position de défauts sur 16 essais (4 angles d'apparition de défaut répétés 4 fois). Si la zone 1 de relais ne déclenche pas dans un délai de 200 ms à partir de l'injection de défaut, le temps de déclenchement pour cette injection de défaut particulière est enregistré comme étant de 200 ms.

Au total, 1 344 essais seront réalisés afin d'éditer les diagrammes SIR-CVT pour la courte ligne, pour fréquence assignée donnée.

Les diagrammes seront semblables à ceux montrés aux Figures 35, 36 et 37 (un seul type de défaut est montré dans l'exemple). Les réglages de la fonction de protection de distance utilisés au cours des essais doivent être déclarés.

Réglages

Le fabricant doit déclarer les réglages utilisés au cours de la conduite de ces essais. Le fabricant doit déclarer s'il y a une modification des réglages de la protection entre les essais pour les diagrammes SIR de courte ligne et les diagrammes SIR-CVT de courte ligne (comme, par exemple, l'activation et/ou la désactivation d'algorithme de filtrage spécial).

Indicateurs de fonctionnement (supports de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou message GOOSE c'est-à-dire "Événement de poste orienté objet générique" de la série IEC 61850). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, alors le fabricant doit déclarer comment les diagrammes SIR sont affectés.

6.3.4 Performance dynamique: essais de dépassement sur transitoire

6.3.4.1 Généralités

Les essais de dépassement sur transitoire doivent suivre la définition telle que décrite en 5.4.2. Les cas d'essai de défaut doivent être obtenus par des simulations de transitoires utilisant les mêmes modèles de réseau décrits pour les diagrammes SIR. Les réglages de relais sont selon les diagrammes SIR. La position de défaut doit être déplacée vers la portée de réglage de protection de distance jusqu'à ce qu'un plein fonctionnement de relais soit détecté; alors, la position de défaut doit être éloignée du point de plein fonctionnement jusqu'à ce qu'un non-fonctionnement sécurisé du relais soit obtenu.

Le plein fonctionnement signifie que pour toutes simulations répétées des défauts dans la même position et avec des angles d'apparition de défaut différents, la protection de distance fonctionne toujours. Le non-fonctionnement sécurisé signifie que pour tous les défauts dans la même position et avec des angles d'apparition de défaut différents, la protection de distance ne fonctionne jamais. La protection de distance est considérée comme ayant fonctionné si le signal de fonctionnement est reçu dans un délai de 200 ms à partir de l'injection de défaut.

Les essais doivent être réalisés dans les mêmes conditions spécifiées pour les essais de diagrammes SIR.

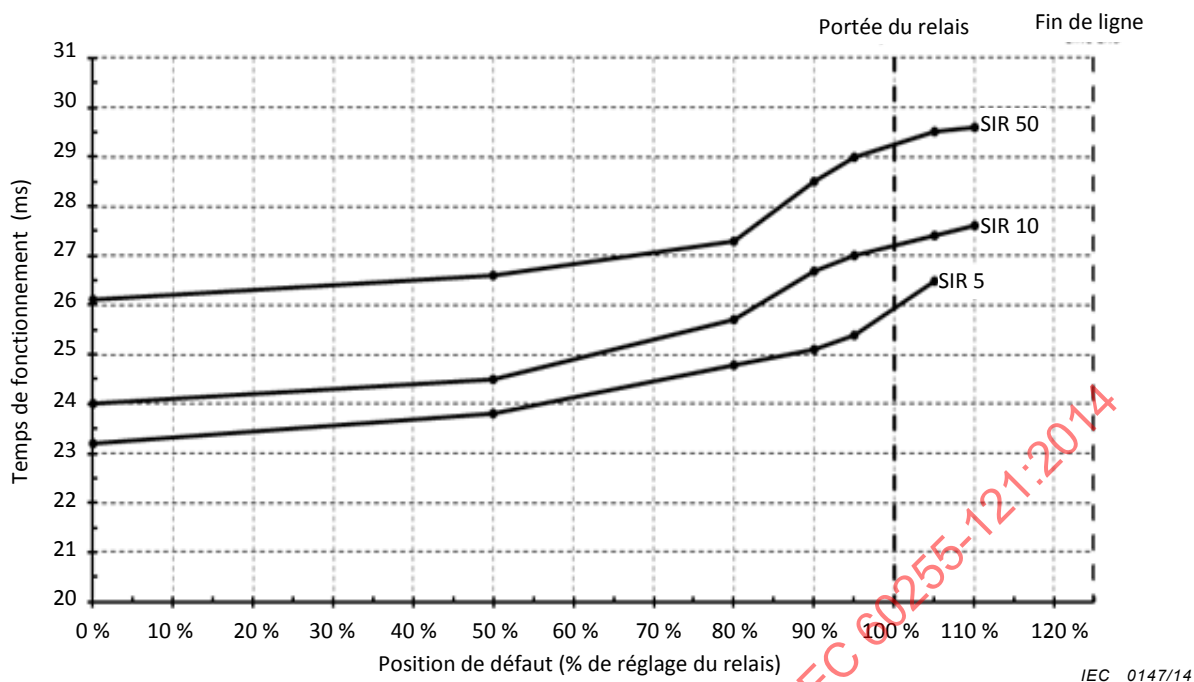


Figure 35 – Diagramme SIR-CVT pour courte ligne: temps de fonctionnement minimal

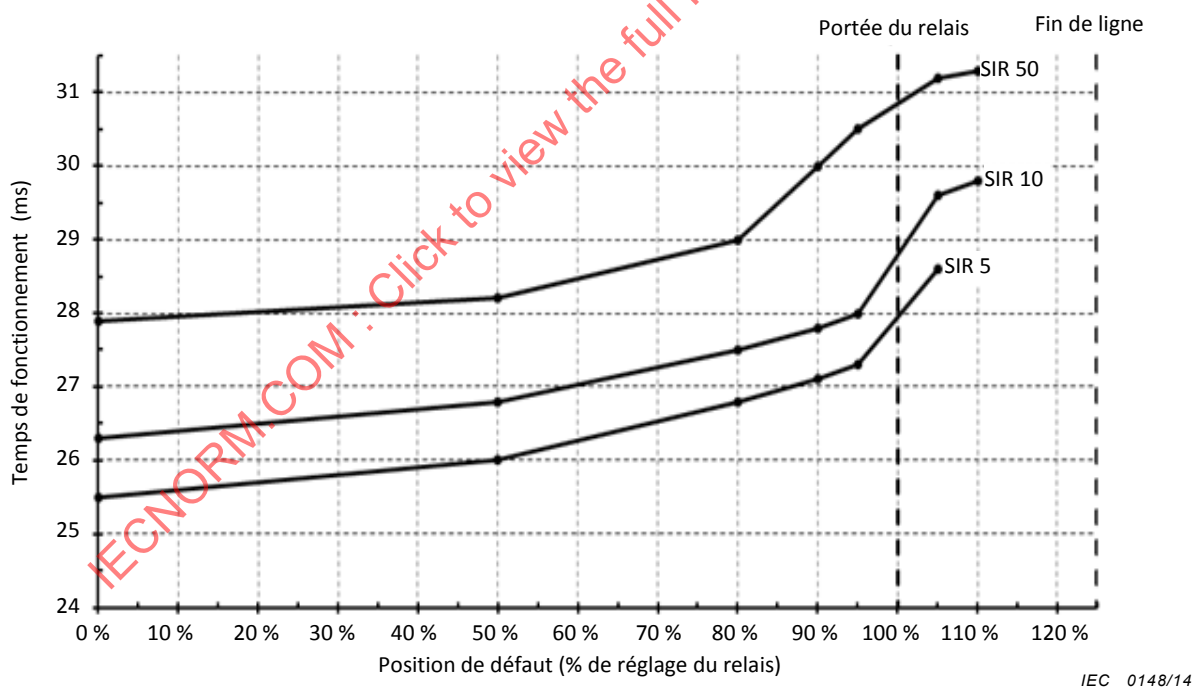
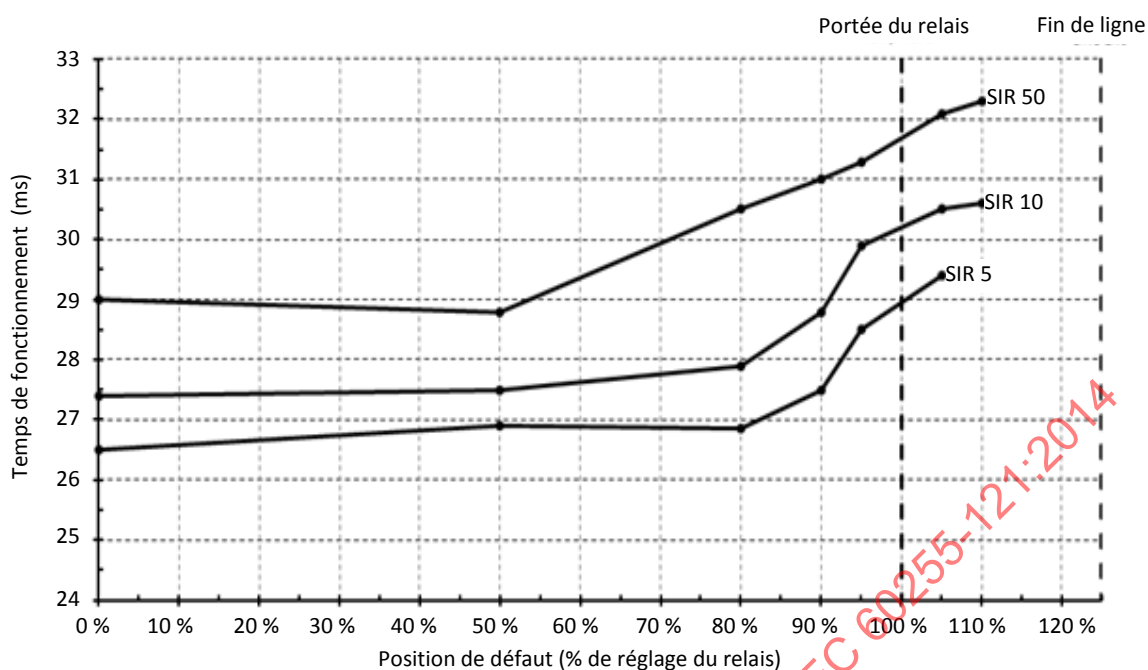


Figure 36 – Diagramme SIR-CVT pour courte ligne: temps de fonctionnement moyen



IEC 0149/14

**Figure 37 – Diagrammes SIR-CVT pour une courte ligne:
temps de fonctionnement maximal**

6.3.4.2 Dépassement sur transitoire de courte ligne

Pour les essais de dépassement sur transitoire de courte ligne, les différents SIR suivants sont utilisés:

10, 50

Deux positions de défaut (X_{ST} et X_{NT}) doivent être identifiées par le fabricant. La position X_{ST} est la position où le relais de protection de distance fonctionne pleinement et X_{NT} est la position où le relais de protection de distance ne fonctionne jamais. Les positions X_{ST} et X_{NT} de défaut doivent être déterminées en augmentant/diminuant l'impédance de défaut avec une résolution (échelon) de 0,5 % des réglages de portée d'impédance (ce qui signifie 0,4 % de l'impédance de ligne pour une portée de 80 %).

Pour chaque type de défaut, différentes valeurs de X_{ST} et de X_{NT} seront obtenues:

X_{ST_L1N} pour les essais avec des défauts phase-terre,

X_{ST_L2L3} pour les essais avec des défauts phase-phase,

X_{NT_L1N} pour les essais avec des défauts phase-terre,

X_{NT_L2L3} pour les essais avec des défauts phase-phase.

Chaque position de défaut génère 16 simulations de défaut (4 angles d'apparition $\times$ 4 répétitions).

Le dépassement sur transitoire est calculé pour chaque type de défaut par les formules suivantes:

$$TO_L1N = \frac{XNT_L1N - XST_L1N}{(XNT_L1N + XST_L1N)/2} \cdot 100 \%$$

$$TO_L2L3 = \frac{XNT_L2L3 - XST_L2L3}{(XNT_L2L3 + XST_L2L3)/2} \cdot 100 \%$$

Les valeurs de dépassement sur transitoire doivent être éditées pour les mêmes valeurs de fréquence assignée et de courant assigné du relais qui a été choisi pour les diagrammes SIR de courte ligne.

Les valeurs de dépassement sur transitoire doivent être éditées conformément au Tableau 15. Dans cet exemple, un courant assigné de 1 A et une fréquence assignée de 50 Hz ont été choisis.

Tableau 15 – Table de dépassement sur transitoire pour courte ligne

Dépassement sur transitoire pour courte ligne, courant assigné de 1 A et fréquence assignée de 50 Hz		
SIR	Type de défaut	Dépassement sur transitoire (TO)
10	Phase-terre	TO_L1N
10	Phase-phase	TO_L2L3
50	Phase-terre	TO_L1N
50	Phase-phase	TO_L2L3

6.3.4.3 Dépassement sur transitoire de longue ligne

Pour les essais de dépassement sur transitoire de longue ligne, les différents SIR suivants sont utilisés:

0,2; 5

Deux positions de défaut (XST et XNT) doivent être identifiées par le fabricant telles que décrites en 6.3.4.2. Dans ce cas, le modèle de réseau et les réglages utilisés sont les mêmes que ceux pour les diagrammes SIR de longue ligne.

Le dépassement sur transitoire est calculé pour chaque type de défaut par les mêmes formules que celles indiquées en 6.3.4.2.

Les valeurs de dépassement sur transitoire doivent être éditées pour les mêmes valeurs de fréquence assignée et de courant assigné du relais qui a été choisi pour les diagrammes SIR de courte ligne.

Les valeurs de dépassement sur transitoire doivent être éditées conformément au Tableau 16. Dans cet exemple, un courant assigné de 1 A et une fréquence assignée de 50 Hz ont été choisis.

Tableau 16 – Table de dépassement sur transitoire pour longue ligne

Dépassement sur transitoire pour longue ligne, courant assigné de 1 A et fréquence assignée de 60 Hz		
SIR	Type de défaut	Dépassement sur transitoire (TO)
10	Phase-terre	TO_L1N
10	Phase-phase	TO_L2L3
50	Phase-terre	TO_L1N
50	Phase-phase	TO_L2L3

6.3.4.4 Dépassement sur transitoire de courte ligne avec CVT

Pour les essais de dépassement sur transitoire de courte ligne avec des CVT, les différents SIR suivants sont utilisés:

10, 50

Deux positions de défaut (XST et XNT) doivent être identifiées par le fabricant telles que décrites en 6.3.4.2, mais, dans ce cas, le modèle de réseau et les réglages utilisés sont les mêmes que ceux pour les diagrammes SIR de courte ligne avec des CVT.

Le dépassement sur transitoire est calculé pour chaque type de défaut par les mêmes formules indiquées en 6.3.4.2.

Les valeurs de dépassement sur transitoire doivent être éditées pour les mêmes valeurs de fréquence assignée et de courant assigné du relais qui a été choisi pour les diagrammes SIR de courte ligne.

Les valeurs de dépassement sur transitoire doivent être éditées conformément au Tableau 17. Dans cet exemple, un courant assigné de 1A et une fréquence assignée de 50 Hz ont été choisis.

Tableau 17 – Table de dépassement sur transitoire pour courte ligne avec des CVT

Dépassement sur transitoire pour courte ligne avec des CVT, courant assigné de 1 A et fréquence assignée de 50 Hz		
SIR	Type de défaut	Dépassement sur transitoire (TO)
10	Phase-terre	TO_L1N
10	Phase-phase	TO_L2L3
50	Phase-terre	TO_L1N
50	Phase-phase	TO_L2L3

6.3.5 Performance dynamique: temps de fonctionnement type

6.3.5.1 Généralités

Les résultats de temps de fonctionnement obtenus pour les diagrammes SIR sont utilisés pour éditer les temps de fonctionnement types. Les temps de fonctionnement types doivent être édités dans une forme statistique comme décrite précédemment à l'Article 5 pour les applications sans CVT pour les valeurs sélectionnées de la fréquence assignée et du courant assigné.

6.3.5.2 Collecte de données pour les temps de fonctionnement types

Afin d'évaluer le temps de fonctionnement type, un sous-ensemble des données de temps de fonctionnement recueillies pendant les essais pour diagrammes SIR de courte ligne et de longue ligne est pris en considération.

Seules doivent être prise en considération les données aux positions de défaut 0 %, 50 % et 80 % de la portée de réglage de la protection de distance.

Seules doivent être prises en considération les données pour $S/R = 5$ dans les essais de longue ligne et courte ligne.

Ceci donnera un total de 384 (192 temps de fonctionnement issus des essais de courte ligne et 192 temps de fonctionnement issus des essais de longue ligne) temps de fonctionnement édités. Ce qui correspond à 96 temps de fonctionnement pour chaque type de défaut. Afin de

créer une distribution de types de défaut dans les statistiques de temps de fonctionnement basées sur la distribution typique des types de défaut d'une ligne aérienne réelle, les poids suivants sont attribués aux données disponibles issues des diagrammes SIR.

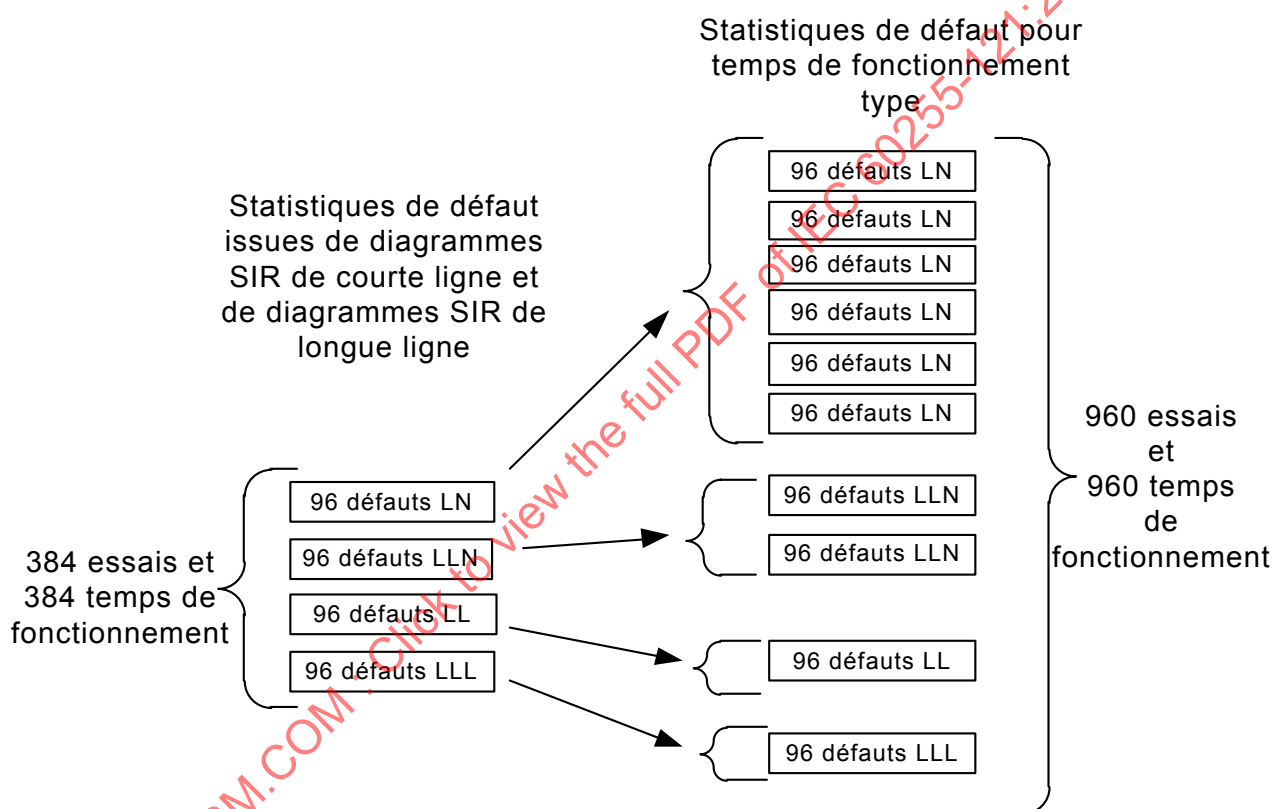
Les résultats d'essai pour les défauts LN seront pondérés par un facteur 6.

Les résultats d'essai pour les défauts LLN seront pondérés par un facteur 2.

Les résultats d'essai pour les défauts LL seront pondérés par un facteur 1.

Les résultats d'essai pour les défauts L1L2L3 seront pondérés par un facteur 1.

La pondération est effectuée en répétant simplement les résultats disponibles. La Figure 38 montre les statistiques de défaut du temps de fonctionnement type. Au total, 960 temps de fonctionnement sont disponibles pour les statistiques.



IEC 0150/14

Figure 38 – Statistiques des défauts pour le temps de fonctionnement type

6.3.5.3 Temps de fonctionnement type

Le jeu de données décrit en 6.3.5.2 est pris en considération.

Les temps de fonctionnement minimal et maximal dans le jeu de données sont détectés: $\min_T$, $\max_T$.

La partie entière de $\min_T$ est calculée et donne la valeur min:

Si $\min_T = 18,9$ ms, alors min = 18 ms

Si $\min_T = 18,1$ ms, alors min = 18 ms

La partie entière de $\max_T + 1$ est calculée et donne la valeur max:

Si $\max_T = 28,9$ ms, alors $\max = 29$ ms

Si $\max_T = 28,1$ ms, alors $\max = 29$ ms

L'intervalle de temps entre les valeurs min et max est divisé en classes; chaque classe a une largeur de 0,5 ms. Les classes temporelles suivantes sont définies et elles sont montrées dans le Tableau 18. Le temps est exprimé en ms.

Tableau 18 – Temps de fonctionnement type

CLASSE TEMPORELLE	DE $t \geq$	À $t <$
CLASSE 1 (min)	$\min - 0,25$	$\min + 0,25$
CLASSE 2	$\min + 0,25$	$\min + 0,5$
CLASSE 3	$\min + 0,5$	$\min + 0,75$
CLASSE 4	$\min + 0,75$	$\min + 1,0$
....		
CLASSE n	$\min + (n-1) \times 0,25$	$\min + n \times 0,25$
....		
CLASSE M (max)	$\max - 0,25$	$\max + 0,25$

À titre d'exemple, si:

$\min_T = 18,7$ ms et $\max_T = 25,2$ ms, alors $\min = 18$ ms et $\max = 26$ ms

Les classes correspondantes sont montrées dans le Tableau 19.

Tableau 19 – Temps de fonctionnement type

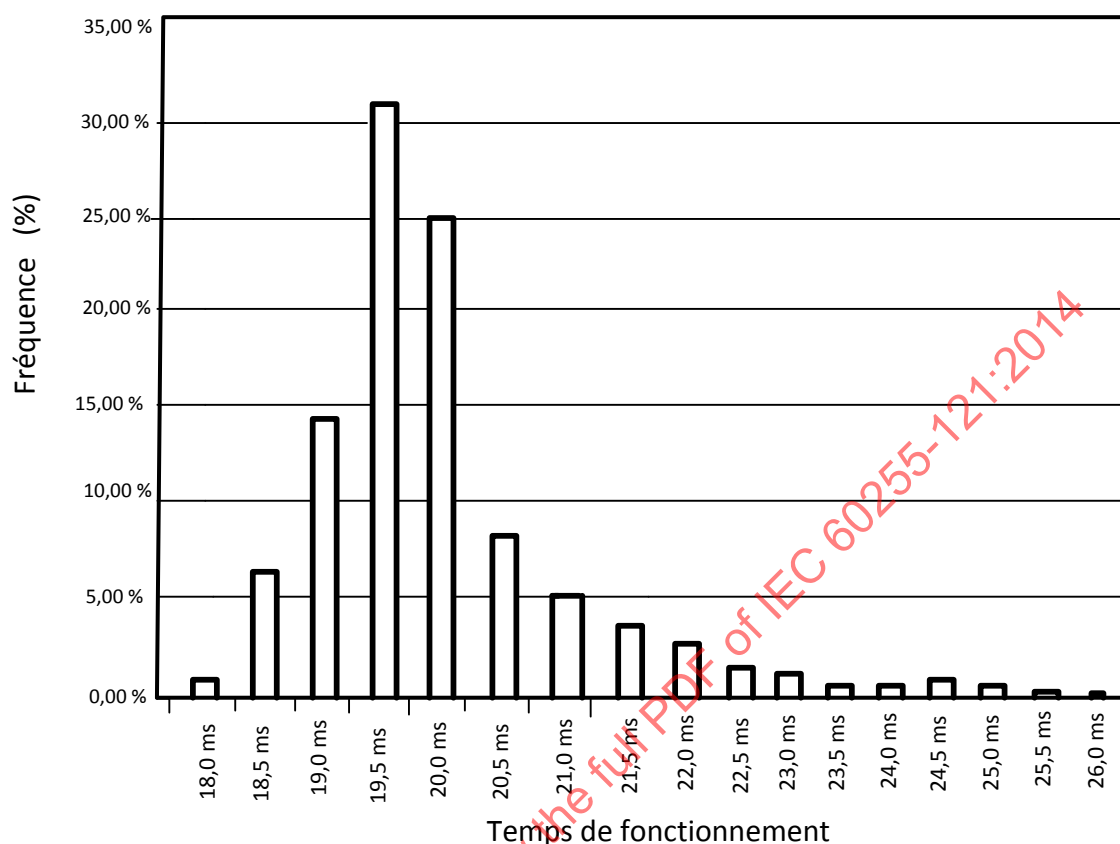
CLASSE TEMPORELLE	DE $t \geq$	À $t <$
CLASSE 1 (18)	17,75	18,25
CLASSE 2 (18,5)	18,25	18,75
CLASSE 3 (19)	18,75	19,25
CLASSE 4 (19,5)	19,25	19,75
CLASSE 5 (20)	19,75	20,25
CLASSE 6 (20,5)	20,25	20,75
CLASSE 7 (21)	20,75	21,25
CLASSE 8 (21,5)	21,25	21,75
CLASSE 9 (22)	21,75	22,25
CLASSE 10 (22,5)	22,25	22,75
CLASSE 11 (23)	22,75	23,25
CLASSE 12 (23,5)	23,25	23,75
CLASSE 13 (24)	23,75	24,25
CLASSE 14 (24,5)	24,25	24,75
CLASSE 15 (25)	24,75	25,25
CLASSE 16 (25,5)	25,25	25,75
CLASSE 17 (26)	25,75	26,25

Le nombre de temps de fonctionnement appartenant à chaque classe (N), avec une résolution de 0,5 ms, est compté pour montrer la distribution d'histogramme des temps de fonctionnement. Le pourcentage de N pour chaque classe est également calculé et les

valeurs tabulées dans le Tableau 20. L'histogramme qui en résulte est tracé et montré à la Figure 39.

Tableau 20 – Temps de fonctionnement type

CLASSE TEMPORELLE	DE $t \geq$	À $t <$	N	% N
CLASSE 1 (18)	17,75	18,25	6	0,63 %
CLASSE 2 (18,5)	18,25	18,75	64	6,67 %
CLASSE 3 (19)	18,75	19,25	133	13,85 %
CLASSE 4 (19,5)	19,25	19,75	296	30,83 %
CLASSE 5 (20)	19,75	20,25	240	25,00 %
CLASSE 6 (20,5)	20,25	20,75	85	8,85 %
CLASSE 7 (21)	20,75	21,25	49	5,10 %
CLASSE 8 (21,5)	21,25	21,75	30	3,13 %
CLASSE 9 (22)	21,75	22,25	15	1,56 %
CLASSE 10 (22,5)	22,25	22,75	9	0,94 %
CLASSE 11 (23)	22,75	23,25	7	0,73 %
CLASSE 12 (23,5)	23,25	23,75	5	0,52 %
CLASSE 13 (24)	23,75	24,25	5	0,52 %
CLASSE 14 (24,5)	24,25	24,75	7	0,73 %
CLASSE 15 (25)	24,75	25,25	6	0,63 %
CLASSE 16 (25,5)	25,25	25,75	2	0,21 %
CLASSE 17 (26)	25,75	26,25	1	0,10 %
		TOTAL:	960	100 %



IEC 0151/14

Figure 39 – Distribution en fréquence du temps de fonctionnement

Ensemble avec l'histogramme, les indicateurs statistiques suivants tels que montrés dans le Tableau 21 seront calculés, typiques d'une distribution asymétrique discrète:

- **mode** (la valeur la plus fréquemment mesurée dans l'histogramme);
- **médiane** (la valeur centrale de la distribution: 50 % des valeurs sont inférieures à la médiane et 50 % sont supérieures à la médiane; le calcul est effectué sur les données de temps de fonctionnement recueillies);
- **moyenne** (la valeur moyenne de tous les temps de fonctionnement mesurés qui sont disponibles dans les données de temps de fonctionnement recueillies)

Pour l'exemple donné, les statistiques des temps de fonctionnement types sont montrées dans le Tableau 21.

Tableau 21 – Temps de fonctionnement type (mode, médiane, moyenne)

Temps de fonctionnement type	
Mode (valeur la plus fréquemment mesurée)	19,5 ms
Médiane (temps type) (valeur centrale: 50 % des valeurs mesurées sont inférieures à la médiane et 50 % sont supérieure à la médiane)	19,8 ms
Moyenne (valeur moyenne des temps déclenchement mesurés)	19,9 ms

6.3.5.4 Rapports relatifs aux temps de fonctionnement types

Le fabricant doit rapporter les histogrammes et les valeurs calculées du mode, de la médiane et de la moyenne, lorsqu'il énonce le temps de fonctionnement type de la fonction de protection de distance.

Les temps de fonctionnement types doivent être édités pour la fréquence sélectionnée et le courant assigné sélectionné du relais de protection.

Supports de fonctionnement (supports de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou message GOOSE (Événement de poste orienté objet générique) de la série CEI 61850). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, alors le fabricant doit déclarer comment les diagrammes SIR sont affectés.

6.4 Performance avec des harmoniques

6.4.1 Essais d'harmoniques en régime établi

Ces essais ont pour but de vérifier la performance du relais lorsque les signaux de courant contiennent des composantes harmoniques superposées à la composante fondamentale du courant. Ces signaux de courant simulent des conditions de charge non linéaires ou une ligne de transport CCHT limitrophe.

Ces essais sont utilisés pour mesurer l'exactitude en régime établi de l'algorithme de relais dans des conditions de charge. Des essais en rampe pseudocontinue linéaire sont réalisés conformément à la procédure décrite dans la section couvrant l'essai de la précision de base de la caractéristique. Les erreurs d'exactitude et de pourcentage seront calculées pour le point d'essai P indiqué ci-dessous sous la description de réglage. Les essais sont réalisés pour toutes les fréquences assignées (50 Hz, 60 Hz) et pour tous les courants assignés (1 A, 5 A) du dispositif protecteur.

Réglages

Les réglages de relais seront calculés pour le point d'essai P conformément à l'Annexe H qui a les coordonnées suivantes dans l'étendue de mesure:

tension phase-terre = 80 % de la tension secondaire phase-terre assignée;

courant = $2 \times$ le courant assigné du relais (par exemple, 1 A);

à partir des réglages, la caractéristique du relais sera tracée.

Types de défaut

L1L2L3

Essais de rampe linéaire

La rampe pour soumettre à essai la précision de base de la caractéristique coupera le point Q de la caractéristique triphasée qui correspond à un défaut avec un angle de 30° sur le plan X/R (voir Figure 40).

La rampe est une rampe de tension de défaut constante avec la valeur de 80 % de la tension assignée du relais.

L'essai est entrepris en maintenant la valeur de la tension fondamentale sans aucune harmonique à une valeur constante de 80 % de la valeur assignée et le courant fondamental

accompagné de ses harmoniques est augmenté en rampe à partir du point auquel le relais ne fonctionne pas jusqu'au point auquel le relais fonctionne.

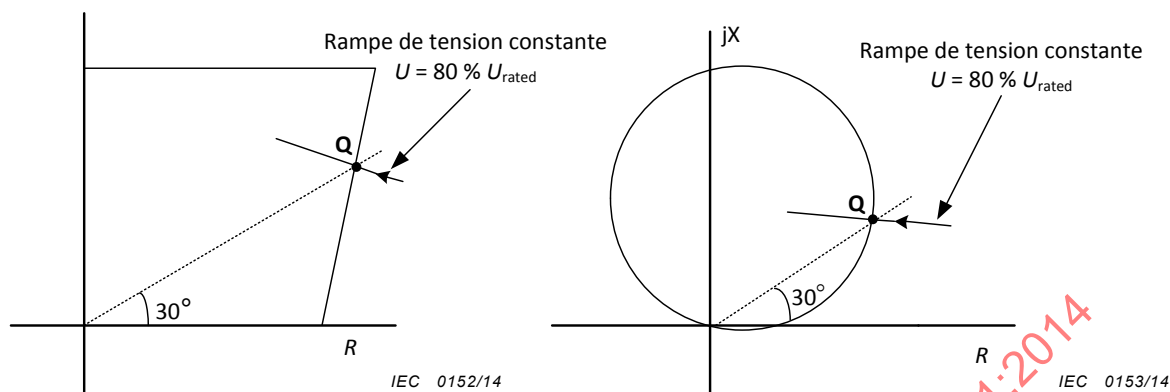


Figure 40 – Essai de rampe pour harmoniques

Les descriptions détaillées des méthodes de rampe sont indiquées à l'Annexe I.

Les harmoniques devant être superposées à la composante fondamentale, une à la fois, sont montrées dans le Tableau 22.

Tableau 22 – Essai d'harmoniques en régime établi

Type d'essai	Forme d'onde du courant (% de la valeur efficace fondamentale)
Type1: troisième harmonique	5 % à un angle de phase de 0°, 30°, 60°, 90° et 135° par rapport à la fondamentale
Type2: cinquième harmonique	5 % à un angle de phase de 0°, 30°, 60°, 90° et 135° par rapport à la fondamentale
Type3: septième harmonique	5 % à un angle de phase de 0°, 30°, 60°, 90° et 135° par rapport à la fondamentale

L'erreur de cas le plus défavorable pour la précision de base de la caractéristique doit être éditée pour chaque harmonique. Les essais seront conduits selon la séquence décrite par l'organigramme de la Figure 41.

6.4.2 Essais d'oscillation transitoire (simulation de réseau L-C)

6.4.2.1 Généralités

Les essais d'oscillation transitoire mesurent la performance de la fonction de protection de distance en termes de temps de fonctionnement et de dépassement sur transitoire lorsque des composantes transitoires (harmoniques et/ou interharmoniques, décalage CC) sont superposées à des grandeurs de défaut de fréquence fondamentale au cours des défauts électriques sur la ligne protégée. Les composantes harmoniques sont introduites comme conséquence d'oscillations entre la capacité de la source et l'inductance de la ligne de transport.

Un simulateur de réseau d'énergie est nécessaire pour simuler les conditions de défauts décrites ci-dessus.

Le réseau simulé montré à la Figure 42 est utilisé avec des paramètres primaires tels que donnés ci-dessous:

résistance de défaut $RF = 0,0 \, \Omega$;

résistance directe de ligne: $R_{1L} = 0,019 \, \Omega/\text{km}$;

inductance directe de ligne: $L_{1L} = 0,86 \, \text{mH}/\text{km}$ ($0,27 \, \Omega/\text{km}$ à 50 Hz, $0,324 \, \Omega/\text{km}$ à 60 Hz)

capacité directe de ligne: $C_{1L} = 0,013 \, \mu\text{F}/\text{km}$;

résistance homopolaire de ligne: $R_{0L} = 0,08 \, \Omega/\text{km}$;

inductance homopolaire de ligne: $L_{0L} = 3,5 \, \text{mH}/\text{km}$ ($1,10 \, \Omega/\text{km}$ à 50 Hz, $1,319 \, \Omega/\text{km}$ à 60 Hz);

capacité homopolaire de ligne: $C_{0L} = 0,0085 \, \mu\text{F}/\text{km}$;

longueur de ligne: 125 km;

résistance directe de source: $R_{1S} = 1,9 \, \Omega$;

inductance directe de source: $L_{1S} = 0,086 \, \text{H}$ ($27 \, \Omega$ à 50 Hz, $32,4 \, \Omega$ à 60 Hz);

résistance homopolaire de source: $R_{0S} = 8 \, \Omega$;

inductance homopolaire de source: $L_{0S} = 0,35 \, \text{H}$ ($110 \, \Omega$ à 50 Hz, $131,9 \, \Omega$ à 60 Hz).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014

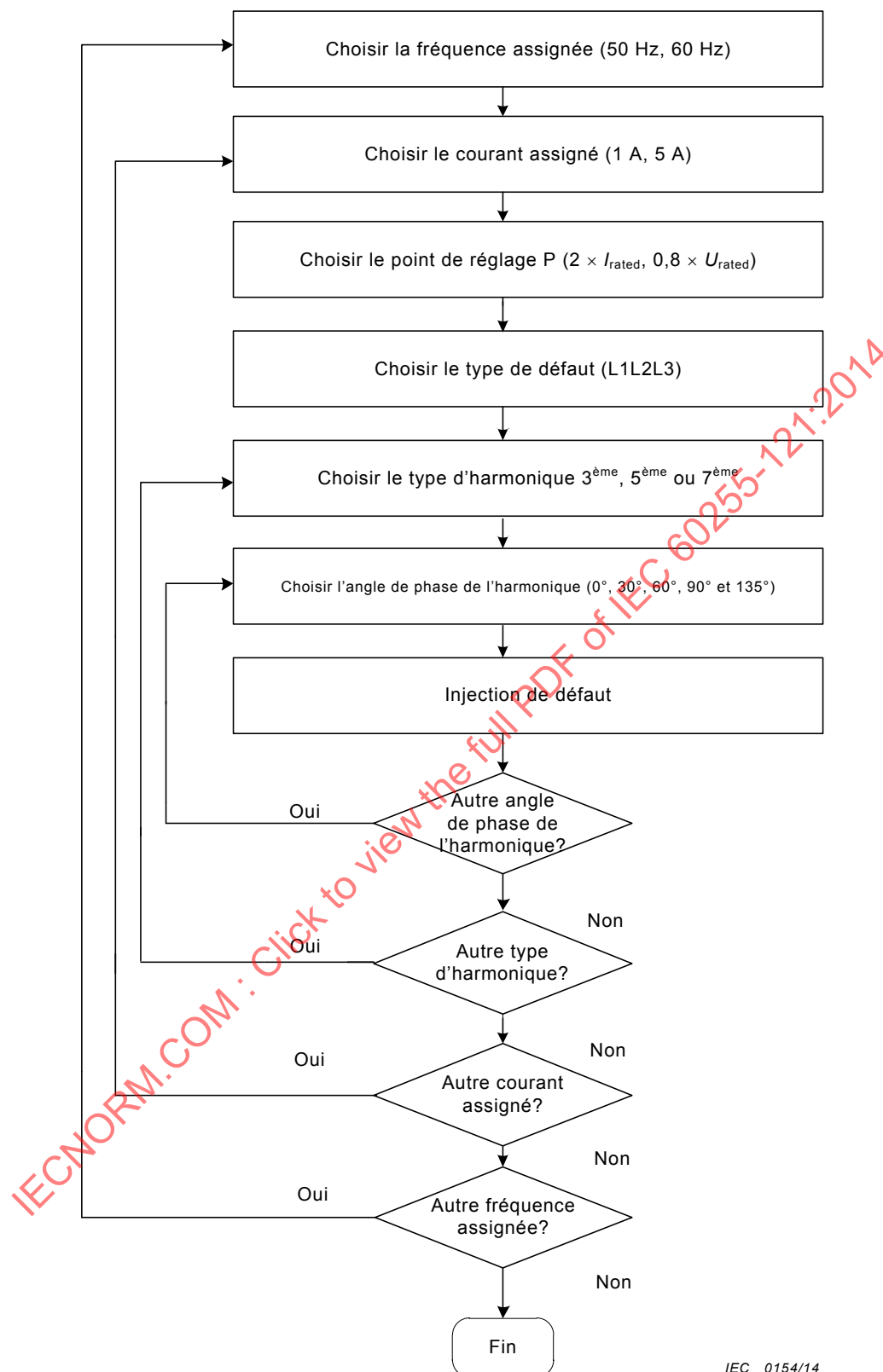
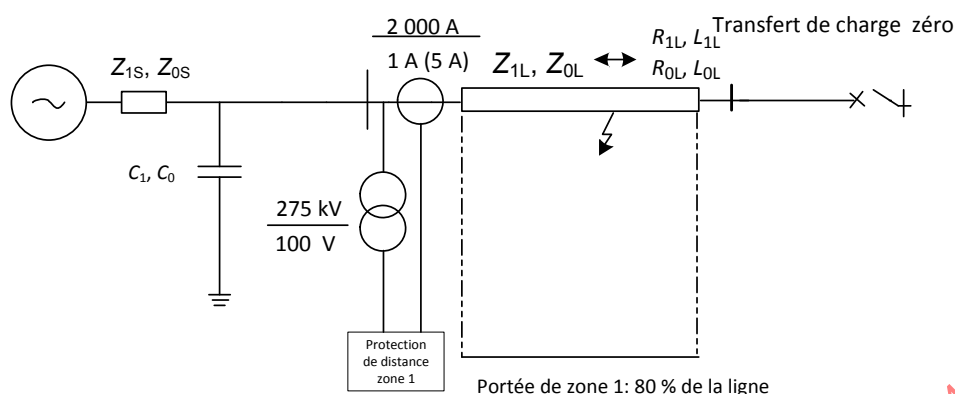


Figure 41 – Essai d'harmoniques en régime établi



IEC 0155/14

Figure 42 – Réseau d'énergie simulé

Les valeurs de capacité sont données dans le Tableau 23.

Tableau 23 – Valeurs de capacité

Cas n°	50 Hz C_0 et C_1	60 Hz C_0 et C_1	Harmonique en l'emplacement de défaut avec la portée de zone 1 (80 % de la longueur de ligne)
Cas 1	4,31 μF	2,83 μF	7 ^{ème} harmonique pour un défaut triphasé (autour des 3 ^{ème} et 5 ^{ème} harmoniques pour le défaut phase-terre)
Cas 2	8,93 μF	6,05 μF	5 ^{ème} harmonique pour un défaut triphasé (autour des 2 ^{ème} et 4 ^{ème} harmoniques pour le défaut phase-terre)
NOTE 1 Les harmoniques superposées dépendent de la position du défaut et elles varient de la 6,6 ^{ème} interharmonique à 125 % à la 7,4 ^{ème} interharmonique à 80 % dans le cas 1 et 4,7 ^{ème} interharmonique à 125 % à la 5,3 ^{ème} interharmonique à 80 % dans le cas 2 (50 Hz).			
NOTE 2 Le défaut de ligne à la terre donne des harmoniques différentes, car l'inductance homopolaire de la ligne est supérieure à l'inductance directe.			

Deux jeux de valeurs de capacité sont utilisés afin de vérifier la performance pour deux harmoniques différentes.

TC = 2 000 A / 1 A (ou 2 000 A/5 A);

TP = 275 kV/100 V;

Fréquence assignée: 50 Hz ou 60 Hz.

Position de défaut

Les défauts sont injectés aux positions suivantes relatives à la portée de Zone 1:

80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 %, 115 % et 125 %.

Types de défaut

L1N, L1L2L3

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison de limitations dans le simulateur de réseau, la valeur minimale admissible de la résistance de défaut doit être utilisée).

Angle d'apparition de défaut

À chaque position de défaut, l'angle d'apparition de défaut doit être de 90° . La raison est en que la quantité de décharge capacitive est la plus grande à 90° , ce qui imposera la condition la plus sévère (Le contenu de courants harmoniques superposés est au maximum). L'angle d'apparition de défaut de l'une des trois phases doit être mis à 90° pour les cas de défaut triphasé.

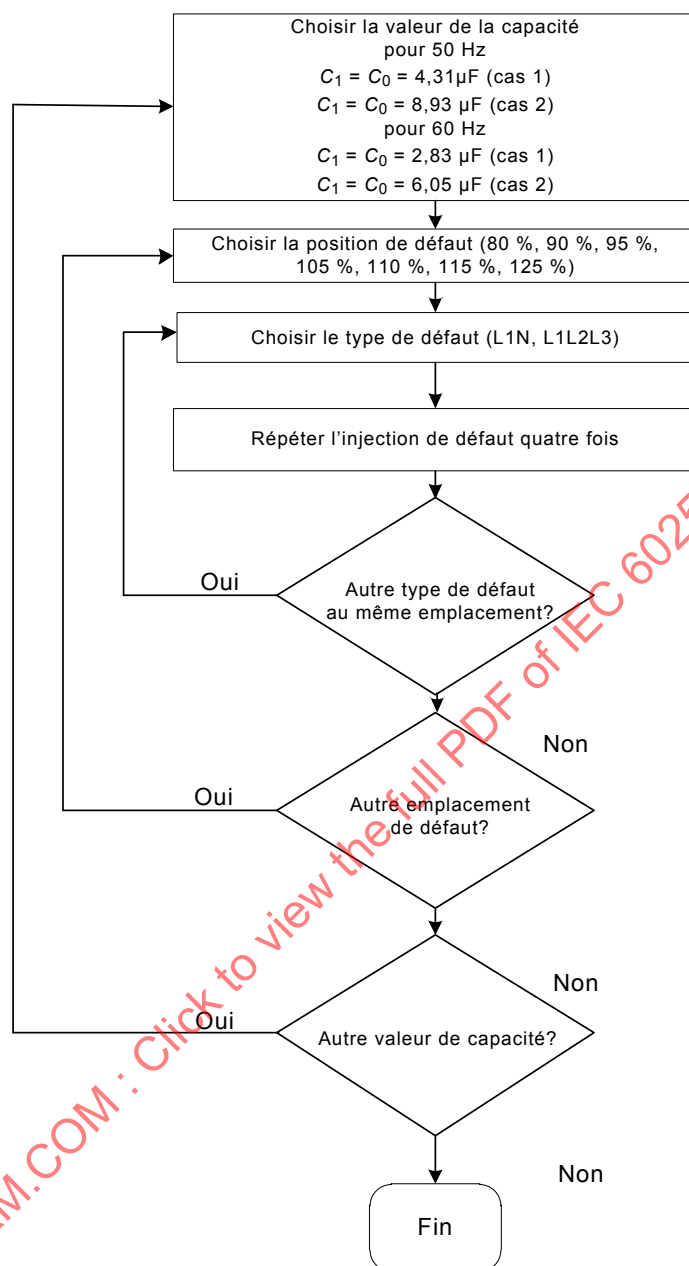
Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

Ordre des injections de défauts

Les défauts doivent être injectés selon la séquence décrite par la procédure de la Figure 43 et la même procédure est répétée pour les deux valeurs de capacité (cas 1 et cas 2).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



IEC 0156/14

Figure 43 – Organigramme des essais d'oscillation transitoire

La Figure 44 fournit des formes d'onde exemplaires de tensions et de courants triphasés simulés en utilisant le programme de simulation de transitoires. Dans ce cas, la forme d'onde contient une 7^{ème} harmonique en plus de la composante fondamentale.

Valeurs de réglage de la fonction de protection de distance

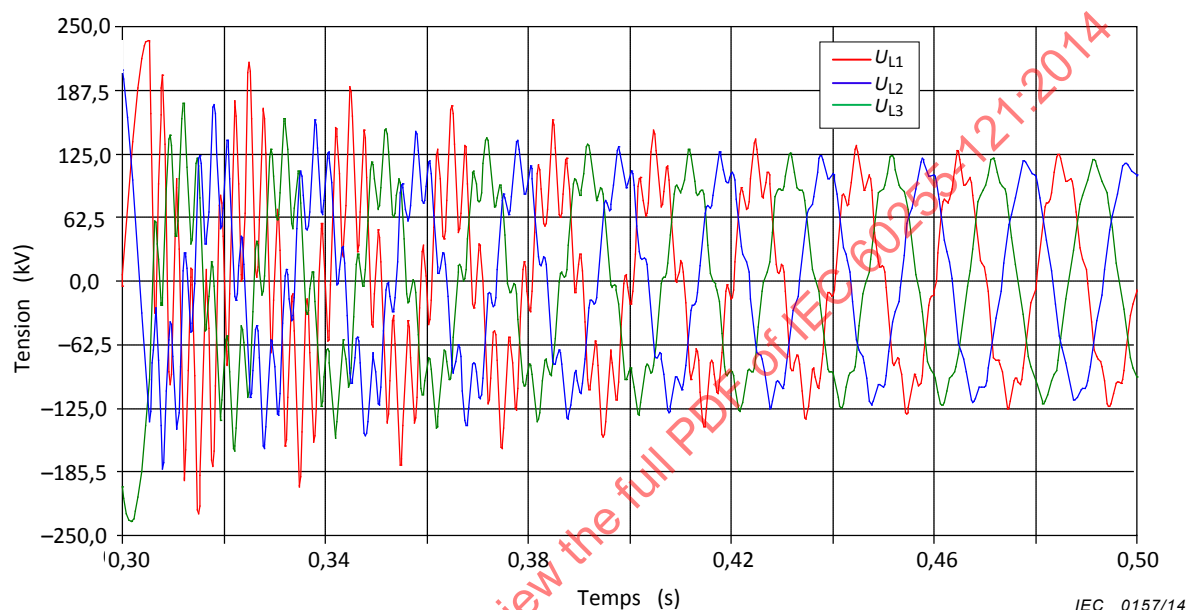
La zone 1 de protection de distance instantanée doit être mise à 80 % de l'impédance de ligne (réglages d'alimentation radiale, sans considération d'import/export de charge, ligne d'alimentation distante, etc.).

Le réglage de la portée résistive (si réglable) sera établi pour couvrir une résistance de 15 ohms primaires à 50 % de la ligne pour le défaut de L1N et de 10 ohms primaires, à 50 % de

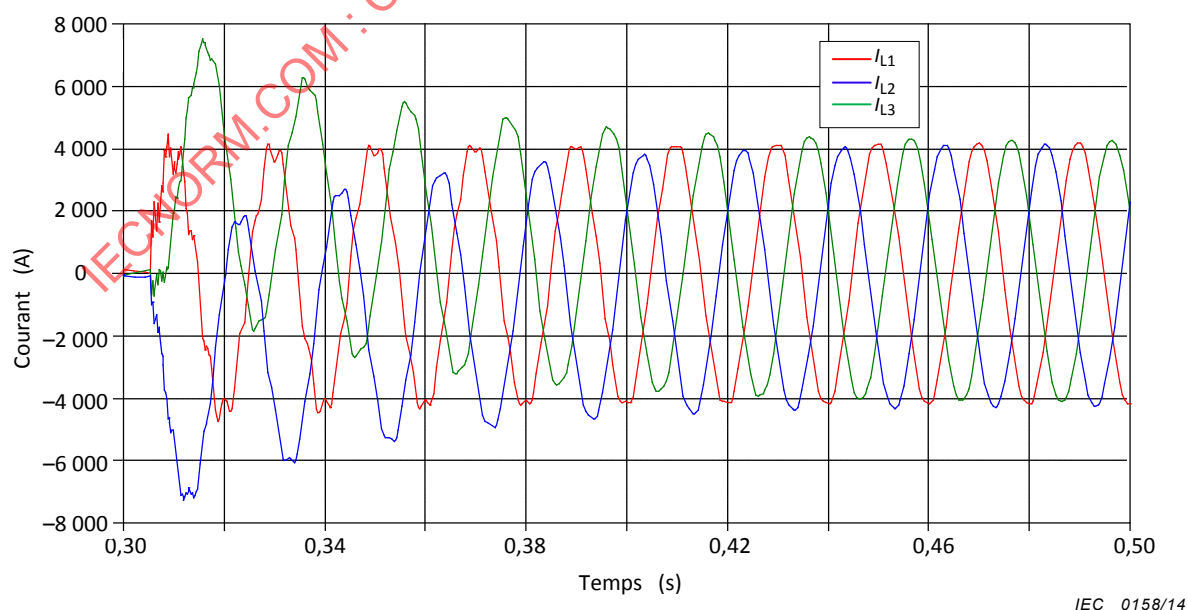
la ligne, pour les défauts polyphasés (résistance de défaut entre deux phases, en considérant un défaut biphasé).

Tous les autres réglages (sélecteur de phase, zone de démarrage, empiètement de charge, lignes directionnelles etc.), nécessaires pour le fonctionnement correct de la protection de distance, s'ils sont disponibles, doivent être mis aux valeurs les plus communes conseillées par le fabricant pour la situation.

Tous les réglages pertinents de la fonction de protection de distance doivent être déclarés et aucun réglage ne doit changer au cours des essais.



a) Tensions simulées



b) Courants simulés

Figure 44 – Tensions (U_{L1} , U_{L2} , U_{L3}) et courants (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3}) simulés

6.4.2.2 Rapports relatifs aux résultats d'essais d'oscillation transitoire

Les résultats d'essai doivent être édités pour chaque fréquence assignée et pour chaque type de défaut; au total, quatre diagrammes doivent être édités pour une fréquence assignée donnée, 2 pour chaque cas avec différentes valeurs de capacité, un pour les défauts monophasés et un pour les défauts triphasés.

Les temps de fonctionnement minimaux, maximaux et moyens doivent être édités. Le temps de fonctionnement moyen est la moyenne du temps de fonctionnement rapporté des quatre essais en chaque position de défaut. Si la zone 1 de relais ne déclenche pas dans un délai de 200 ms à partir de l'injection de défaut, le temps de déclenchement pour cette injection de défaut particulière est enregistré comme étant de 200 ms.

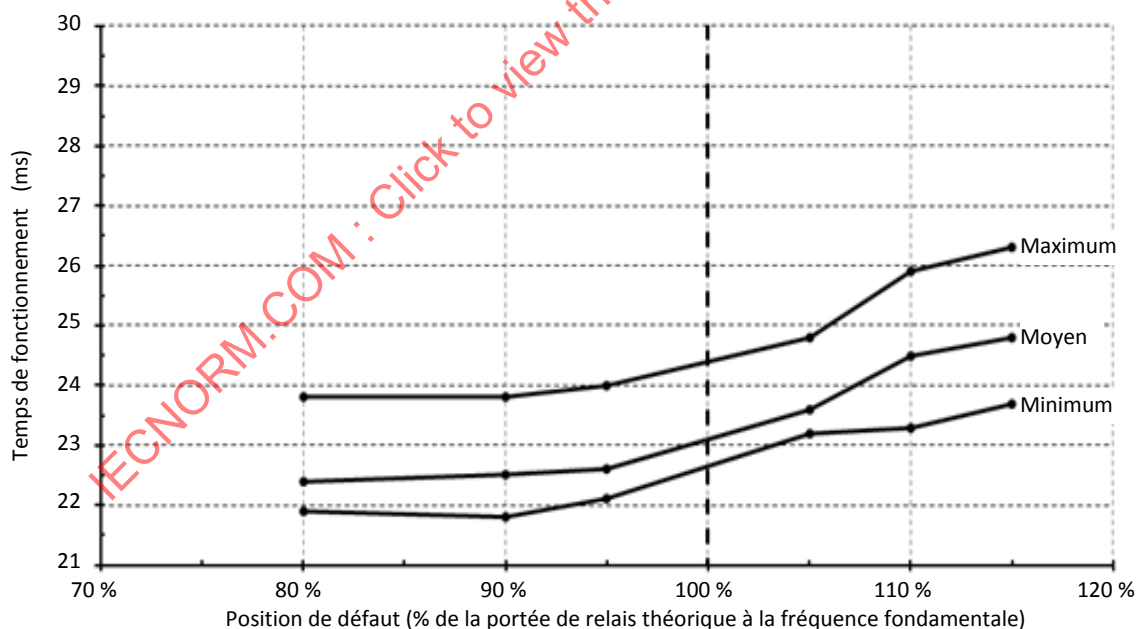
Au total, 112 essais (56 pour chaque capacité) doivent être réalisés afin d'éditer les diagrammes à une fréquence assignée donnée.

Un exemple de ces diagrammes est montré à la Figure 45 pour des défauts LN avec la valeur de capacité de 4,31 μF .

Réglages

Le fabricant doit déclarer les réglages utilisés au cours des essais.

Les injections supplémentaires pour éliminer ou modifier la rémanence magnétique des TC dans le relais de protection sont interdites.



IEC 0159/14

Figure 45 – Essais d'oscillation transitoire – Temps de fonctionnement

6.5 Performance avec fréquence hors nominale

6.5.1 Essais d'écart de fréquence en régime établi

6.5.1.1 Généralités

Les essais suivants sont réalisés de la même manière que les essais d'exactitude de base de la caractéristique sont réalisés à la fréquence assignée. Les essais sont conduits à quatre fréquences différentes: la fréquence minimale ($f_{\min(\text{eff})}$) de l'étendue de mesure, la fréquence maximale de l'étendue de mesure ($f_{\max(\text{eff})}$), la fréquence minimale ($f_{\min(\text{op})}$) du domaine de fonctionnement et la fréquence maximale du domaine de fonctionnement ($f_{\max(\text{op})}$).

6.5.1.2 Essais de caractéristique de base

Le point d'essai A, décrit en 6.2.2.2, doit être pris en considération pour ces essais. Le point A définit des rampes d'essai à courant constant ($200 \% I_{\text{rated}}$), avec une tension (en rampe) variable. Les réglages de la fonction de protection de distance sont les mêmes réglages calculés pour le point A en 6.2.2.3. Deux points de la caractéristique (points 1 et 2) sont pris en considération pour la caractéristique quadrilatérale/polygonale. La Figure 46 montre ces deux points pour différentes formes de la caractéristique. Un seul point d'essai est pris en considération pour la caractéristique "MHO" (voir Figure 47). Les essais doivent être réalisés par rampes pseudocontinues dans le plan d'impédance tel que décrit à l'Annexe I. Les rampes sont perpendiculaires à la caractéristique du relais (voir Figures 48 et 49).

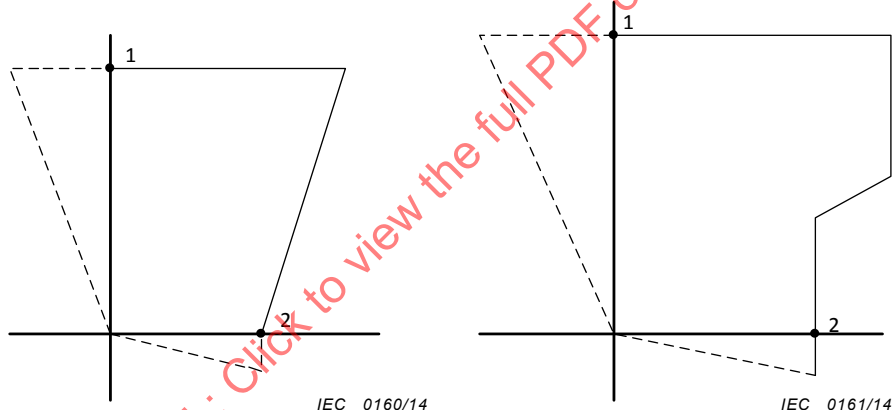


Figure 46 – Points d'essai pour des caractéristiques quadrilatérales

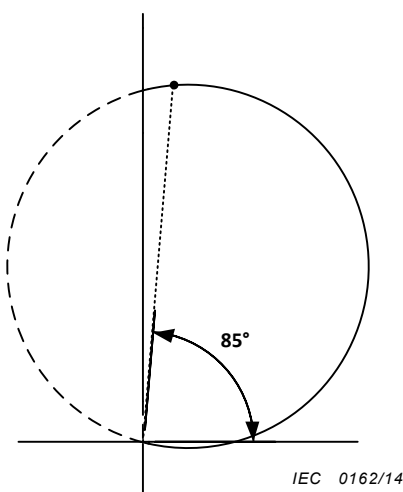


Figure 47 – Points d'essai pour la caractéristique "MHO"

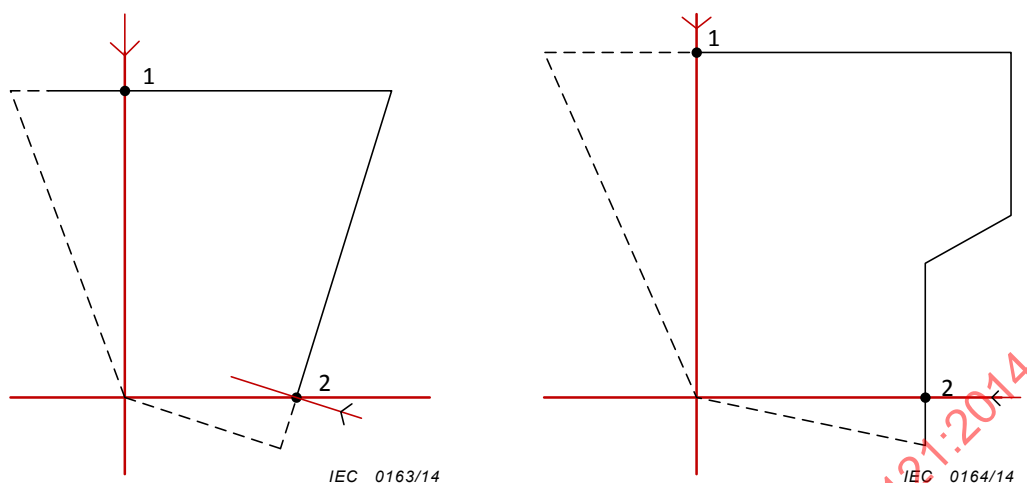


Figure 48 – Sens des rampes d'essai pour la caractéristique quadrilatérale

6.5.1.3 Tensions et courants injectés en fonction de l'impédance et de la fréquence simulées

6.5.1.3.1 Généralités

Deux méthodes différentes pour la mise en correspondance de l'impédance avec les tensions et courants injectés sont utilisées, en fonction des principaux algorithmes de mesure mis en œuvre dans la fonction de protection de distance.

- La méthode d'impédance non compensée en fréquence, utilisée pour les essais sur des relais dont la mesure de distance est basée sur la mesure de réactance.
- La méthode d'impédance compensée en fréquence, utilisée pour les essais sur des relais dont la mesure de distance est basée sur la mesure d'inductance.

Le fabricant doit indiquer quelle méthode a été utilisée pour les essais de type.

Pour ce qui concerne la caractéristique "MHO", un seul point d'essai tel que montré à la Figure 49 est pris en considération.

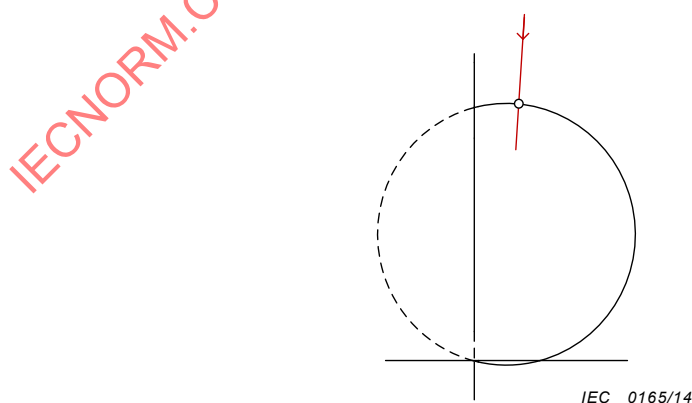


Figure 49 – Sens des rampes d'essai pour la caractéristique "MHO"

6.5.1.3.2 Méthode d'essai pour relais utilisant un algorithme basé sur la réactance (non compensé en fréquence)

Les grandeurs injectées (amplitude et angle de phase des phaseurs de tensions et de courants injectés) sont calculées comme décrit à l'Annexe I. La seule différence est que les tensions et les courants injectés ont la fréquence $f_{\min}$ et $f_{\max}$.

6.5.1.3.3 Méthode d'essai pour relais utilisant un algorithme basé sur l'inductance (compensé en fréquence)

Dans ce cas, la caractéristique de protection doit être modifiée pour recalculer le point d'essai en fonction de la nouvelle fréquence ($f_{\min}$ et $f_{\max}$) qui est appliquée. Les grandeurs injectées (amplitude et angle de phase des phaseurs de tensions et de courants injectés) sont calculées comme décrit à l'Annexe I. La seule différence est que les tensions et les courants injectés ont la fréquence $f_{\min}$ et $f_{\max}$.

6.5.1.3.4 Rampes dans le plan d'impédance

Les rampes d'impédance sont tracées dans le plan d'impédance à la fréquence assignée, ainsi que la caractéristique de la fonction de protection de distance. Chaque rampe est répétée dix fois, et les erreurs ε_X et ε_R sont identifiées comme étant l'erreur maximale mesurée au cours des dix rampes, pour la caractéristique quadrilatérale/polygonale. Pour ce qui concerne la caractéristique "MHO", l'erreur ε est identifiée comme étant l'erreur maximale mesurée au cours de la répétition des 10 rampes à 80°. Les échelons de rampe sont les mêmes que ceux définis pour la fréquence assignée, les rampes sont définies à l'Annexe I.

6.5.1.3.5 Rapports relatifs à la précision de base de la caractéristique à $f_{\min}$ et $f_{\max}$

Les valeurs de la précision de base de la caractéristique montrées dans cette section ne sont que des exemples et le format du rapport est présenté ici.

La précision de base de la caractéristique pour la caractéristique quadrilatérale/polygonale doit être éditée conformément au Tableau 24. Pour ce qui concerne la caractéristique "MHO", la précision de base de la caractéristique doit être éditée conformément au Tableau 25.

Tableau 24 – Précision de base de la caractéristique quadrilatérale/polygonale à $f_{\min}$ et $f_{\max}$

Précision de base de la caractéristique ε_X à la fréquence $f_{\min(\text{eff})}$	±3,8 %
Précision de base de la caractéristique ε_X à la fréquence $f_{\min(\text{op})}$	±5,0 %
Précision de base de la caractéristique ε_X à la fréquence $f_{\max(\text{eff})}$	±4,2 %
Précision de base de la caractéristique ε_X à la fréquence $f_{\max(\text{op})}$	±7,5 %
Précision de base de la caractéristique ε_R à la fréquence $f_{\min(\text{eff})}$	±4,0 %
Précision de base de la caractéristique ε_R à la fréquence $f_{\min(\text{op})}$	±7,5 %
Précision de base de la caractéristique ε_R à la fréquence $f_{\max(\text{eff})}$	±3,8 %
Précision de base de la caractéristique ε_R à la fréquence $f_{\max(\text{op})}$	±5,0 %
Méthode d'essai	À compensation de fréquence ou sans compensation de fréquence

Tableau 25 – Précision de base de la caractéristique "MHO" à $f_{\min}$ et $f_{\max}$

Précision de base de la caractéristique $\mathcal{E}$ à la fréquence $f_{\min(\text{eff})}$	$\pm 3,7 \%$
Précision de base de la caractéristique $\mathcal{E}$ à la fréquence $f_{\min(\text{op})}$	$\pm 5,0 \%$
Précision de base de la caractéristique $\mathcal{E}$ à la fréquence $f_{\max(\text{eff})}$	$\pm 3,9 \%$
Précision de base de la caractéristique $\mathcal{E}$ à la fréquence $f_{\max(\text{op})}$	$\pm 6,2 \%$
Méthode d'essai	À compensation de fréquence ou sans compensation de fréquence

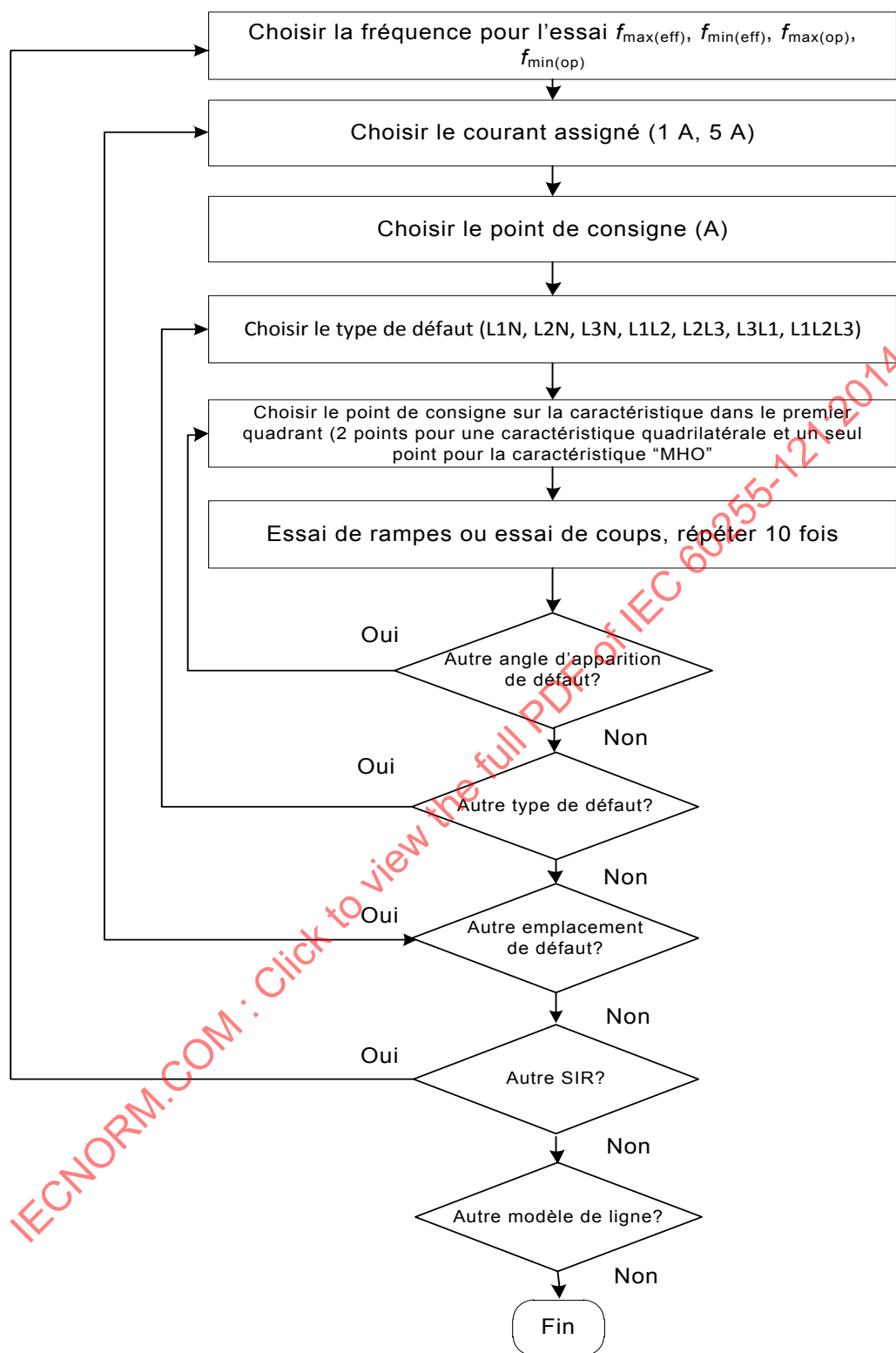
Les données sont éditées pour chaque courant assigné et pour chaque fréquence assignée du relais de protection.

Les essais seront conduits selon la séquence décrite par l'organigramme de la Figure 50.

6.5.2 Essais d'écart de fréquence transitoire

6.5.2.1 Diagrammes SIR pour les essais d'écart de fréquence

Les essais d'écart de fréquence transitoire doivent être vérifiés avec $f_{\min}$ et $f_{\max}$ qui sont respectivement -2% et $+2 \%$ de la fréquence assignée (c'est-à-dire $f_{\min} = 49 \text{ Hz}$, $f_{\max} = 51 \text{ Hz}$ pour 50 Hz et $f_{\min} = 58,8 \text{ Hz}$, $f_{\max} = 61,2 \text{ Hz}$ pour 60 Hz). Si l'étendue de mesure est plus étroite que la valeur spécifiée, la fréquence minimale de l'étendue de mesure et la fréquence maximale de l'étendue de mesure doivent être utilisées pour $f_{\min}$ et $f_{\max}$. Si l'étendue de mesure est plus large que la valeur spécifiée, alors des essais complémentaires doivent être conduits aux fréquences minimale et maximale de l'étendue de mesure.



IEC 0166/14

Figure 50 – Essais d'écart de fréquence en régime établi

Les données système suivantes sont utilisées dans le modèle courte ligne qui est montré à la Figure 51 pour l'essai de performance dynamique.

Tension système: 400 kV

Fréquence système: $f_{\min}$ et $f_{\max}$

TP: 400 kV / 100 V

TC: 1 200 A / 1 A et 1 200 A / 5 A (si applicable)

Fréquence assignée: 50 Hz et 60 Hz (si applicable)

Les détails des essais sont comme suit:

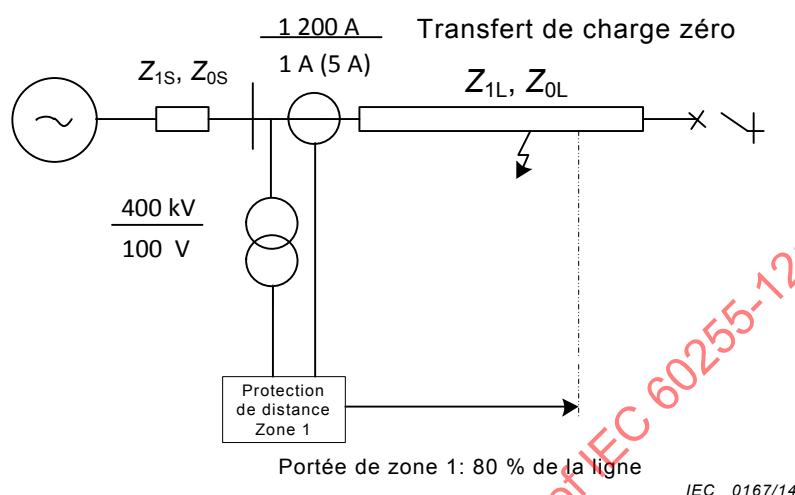


Figure 51 – Modèle de courte ligne pour l'essai d'écart de fréquence

Données de courte ligne

Longueur de ligne = 20 km

$$Z_{1L} = R_{1L} + jX_{1L} = R_{1L} + j\omega L_{1L} = (0,636\,8 + j\omega 0,023\,1) \, \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = R_{0L} + j\omega L_{0L} = (2,548 + j\omega 0,092\,6) \, \Omega$$

$$SIR = 10$$

$$Z_{1S} = R_{1S} + jX_{1S} = R_{1S} + j\omega L_{1S} = (5,09 + j\omega 0,185) \, \Omega$$

$$Z_{0S} = R_{0S} + jX_{0S} = R_{0S} + j\omega L_{0S} = (20,38 + j\omega 0,741) \, \Omega$$

Position de défaut, sous la forme d'un pourcentage du réglage de portée d'impédance

0 % (juste derrière un jeu de barres), 50 %, 80 %, 90 %, 95 %, 105 %, 110 %

La position de défaut –0 % est l'essai pour vérifier la sécurité. Ce point ne doit pas être inclus comme partie intégrante des diagrammes SIR.

Types de défaut

L1N, L2L3, L1L2L3, L2L3N

Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison de la limitation numérique, la valeur minimale admissible de la résistance de défaut doit être utilisée).

Angle d'apparition de défaut

En chaque position de défaut, les angles d'apparition de défaut suivants doivent être utilisés:

0°, 30°, 60°, 90°

Répétition

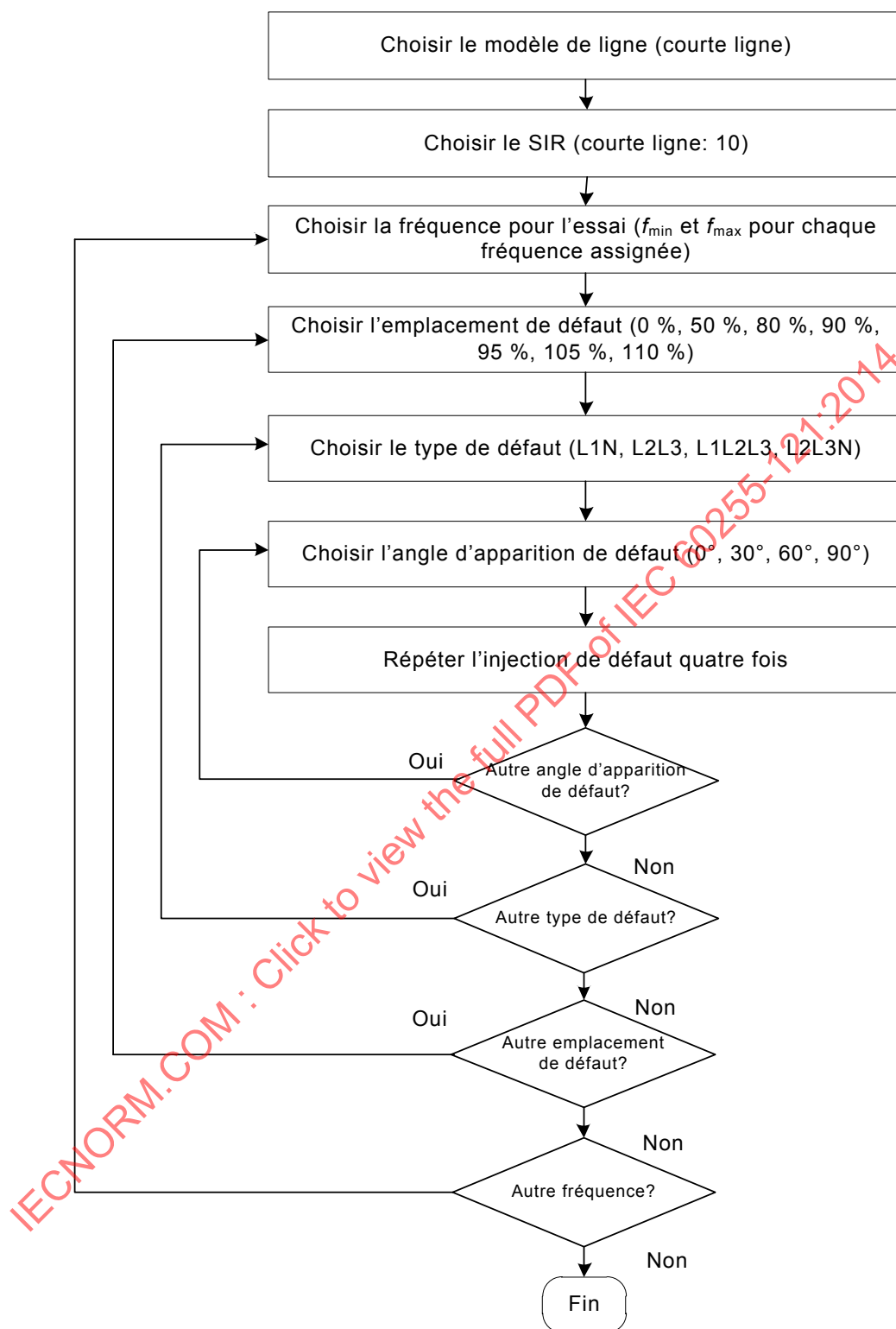
Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

Ordre des injections de défauts

La Figure 52 montre l'organigramme indiquant l'ordre des essais d'écart de fréquence transitoire.

Les injections supplémentaires pour éliminer ou modifier la rémanence magnétique dans les TC des dispositifs de protection sont interdites.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-121:2014



IEC 0168/14

Figure 52 – Organigramme des essais d'écart de fréquence transitoire

Réglages

Les mêmes réglages qui avaient été utilisés pour la courte ligne dans l'essai de performance dynamique doivent être utilisés.

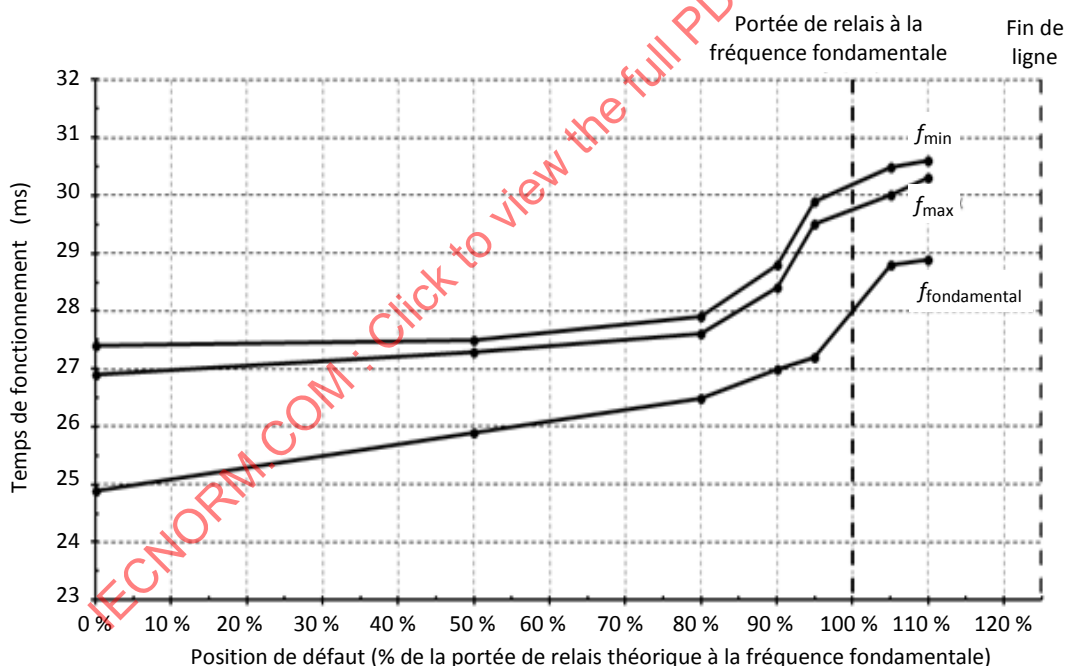
Supports de fonctionnement (supports de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou message GOOSE c'est-à-dire "Événement de poste orienté objet générique" de la série CEI 61850). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, alors le fabricant doit déclarer comment les diagrammes SIR sont affectés.

6.5.2.2 Rapports relatifs aux diagrammes SIR pour essais d'écart de fréquence

Les résultats d'essai doivent être édités sous forme de diagrammes. 12 diagrammes au total doivent être élaborés montrant les temps de fonctionnement minimal, maximal et moyen pour chaque type de défaut. Le temps de fonctionnement moyen est la moyenne des temps de fonctionnement enregistrés pour chaque position de défauts pour 16 essais (4 angles d'apparition de défaut répétés 4 fois). Si la zone 1 de relais ne déclenche pas dans un délai de 200 ms à partir de l'injection de défaut, le temps de déclenchement pour cette injection de défaut particulière est enregistré comme étant de 200 ms. Chaque diagramme doit montrer le temps de fonctionnement avec les fréquences fondamentales, $f_{\min}$ et $f_{\max}$. Un exemple du diagramme est montré à la Figure 53. Les résultats à la fréquence fondamentale doivent être pris dans les résultats de l'essai de performance dynamique.

Au total, 448 essais doivent être réalisés afin d'éditer les diagrammes SIR pour la courte ligne, à n'importe quelle fréquence donnée.



IEC 0169/14

Figure 53 – Diagrammes SIR pour essais d'écart de fréquence – temps de fonctionnement moyen

6.6 Essais de double alimentation

6.6.1 Essais de double alimentation pour une seule ligne

6.6.1.1 Données et réglages du système

Le modèle de réseau pour des essais d'une seule ligne est montré à la Figure 54.

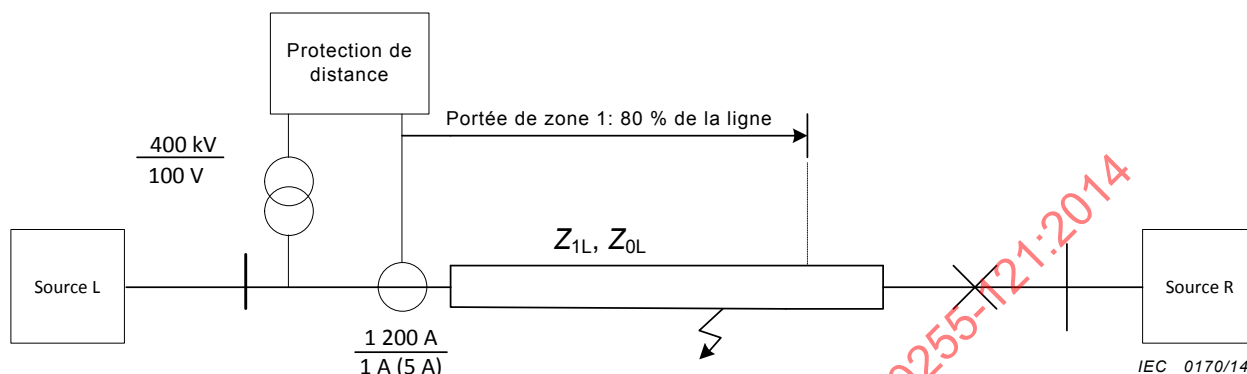


Figure 54 – Modèle de réseau pour essais d'une seule ligne

Les données systèmes suivantes sont utilisées pour le modèle de réseau:

Tension du système = 400 kV;

Fréquence du système = 50 Hz et 60 Hz (les données d'impédance fournies ici sont applicables tant à 50 Hz qu'à 60 Hz);

TP: 400 kV/100 V;

TC: 1 200 A/1 A ou 1 200 A/5 A.

Toutes les données d'impédances sont spécifiées en ohms primaires.

Données de ligne

Niveau de tension = 400 kV; deux longueurs de ligne (longue et courte) sont prises en considération:

Données de longue ligne

Longueur = 100 km

$$Z_{1L} = R_{1L} + jX_{1L} = (3,184 + j36,36) \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (12,740 + j145,52) \Omega$$

Données de courte ligne

Longueur = 20 km

$$Z_{1L} = R_{1L} + jX_{1L} = (0,6368 + j7,272) \Omega$$

$$Z_{0L} = R_{0L} + jX_{0L} = (2,548 + j29,104) \Omega$$

Données d'impédance de source

Deux types de sources (S_1 et S_2) sont pris en considération:

S_1 (source non homogène) avec les données suivantes:

$$Z_1 = (1 + j30) \Omega, \quad Z_0 = (1 + j30) \Omega$$

S_2 (source homogène) avec les données suivantes: