

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage
indication purposes –
Part 2: System aspects**

**Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer
le passage d'un courant de défaut –
Partie 2: Aspects systèmes**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED
Copyright © 2016 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 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

65 000 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 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

65 000 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



**Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage
indication purposes –
Part 2: System aspects**

**Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer
le passage d'un courant de défaut –
Partie 2: Aspects systèmes**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 17.220.20

ISBN 978-2-8322-3385-6

**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.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	9
2 Normative references	9
3 Terms, definitions, abbreviations and symbols.....	9
3.1 Terms and definitions related to neutral point treatment.....	10
3.2 Abbreviations and symbols	10
4 Choice of FPI/DSU requirements related to fault detection according to network operation mode and fault type	10
4.1 General.....	10
4.2 FPIs/DSUs for isolated neutral system	10
4.2.1 Earth fault detection	10
4.2.2 Polyphase fault detection.....	11
4.3 FPIs/DSUs for resonant earthed (neutral) system – arc-suppression-coil-earth (neutral) system	11
4.3.1 Earth fault detection	11
4.3.2 Polyphase fault detection.....	12
4.4 FPIs/DSUs for solidly earthed neutral systems (systems with low-impedance earthed neutrals)	12
4.5 FPIs/DSUs for impedance earthed neutral system (resistive impedance earthed neutral system)	12
4.5.1 Earth fault detection	12
4.5.2 Polyphase fault detection.....	13
4.6 FPIs/DSUs for systems with high presence of DER.....	13
4.7 Summary of FPI/DSU requirements with respect to fault detection according to network operation mode and fault type.....	13
5 Fault detecting principles according to network and fault type.....	15
5.1 General.....	15
5.2 Earth fault detection and neutral treatment.....	18
5.2.1 General	18
5.2.2 Earth fault detection in isolated neutral systems	18
5.2.3 Earth fault detection in resonant earthed systems.....	24
5.2.4 Overcurrent detection in absence or negligible presence of DER	35
5.2.5 Overcurrent detection in presence of a large amount of DER (significantly increasing short circuit current values)	37
Annex A (informative) Example of a possible solution for fault detection through FPIs/DSUs on closed loop feeder	39
A.1 General.....	39
A.2 Double bipole model	39
A.3 Analysis of zero-sequence values in case of fault on a line out of the closed loop	40
A.4 Analysis in case of fault on the closed-loop.....	42
A.5 Example of on-field application	44
Annex B (informative) Example of fault detection coordination technique among FPIs/DSUs and MV feeder protection relays	45
B.1 Autonomous fault detection confirmation from FPIs/DSUs.....	45

B.2 Fault detection confirmation from FPIs/DSUs through voltage presence/absence detection	48
Bibliography.....	49
Figure 1 – General architecture of an FPI	8
Figure 2 – General three-phase diagram of an earth fault in isolated neutral system.....	16
Figure 3 – General three-phase diagram of an earth fault solidly earthed system (example 2)	17
Figure 4 – Isolated neutral system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location).....	18
Figure 5 – Isolated neutral system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location).....	19
Figure 6 – Isolated neutral system – vector diagrams related to Figure 4 and Figure 5	20
Figure 7 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault downstream from FPI/DSU A4-2	21
Figure 8 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault downstream from FPI/DSU A4-1 and upstream from FPI/DSU A4-2	22
Figure 9 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault on MV busbar (upstream from any FPI/DSU)	23
Figure 10 – Pure resonant earthed system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location).....	25
Figure 11 – Pure resonant earthed system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location).....	25
Figure 12 – Pure resonant earthed system – vector diagrams related to Figure 10 and Figure 11	27
Figure 13 – Resonant earthed system with inductance and permanent parallel resistor – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location).....	28
Figure 14 – Resonant earthed system with inductance with parallel resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location)	28
Figure 15 – Resonant earthed system with inductance with parallel resistor system – vector diagrams related to Figure 13 and Figure 14	30
Figure 16 – Earthing resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location)	32
Figure 17 – Earthing resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location)	32
Figure 18 – Earthing resistor system – vector diagrams related to Figure 16 and Figure 17	34
Figure 19 – Overcurrents in a radial network without DER – correct current detection by non-directional FPI/DSU (good sensitivity concerning overcurrent detection)	35

Figure 20 – Overcurrents in a radial network with negligible DER presence – correct current detection by non-directional FPI/DSU (good sensitivity concerning overcurrent detection) 36

Figure 21 – Overcurrents in a radial network with a large amount of DER – unreliable fault detection by non-directional FPIs/DSUs (incorrect detection or extremely low sensitivity) 38

Figure A.1 – Double bipole..... 39

Figure A.2 – Cascade of double bipoles 41

Figure A.3 – Closed loop double bipoles 43

Figure A.4 – Equivalent model in case of fault 43

Figure B.1 – Correctly coordinated fault selection among FPIs/DSUs and protection relay 46

Figure B.2 – Incorrectly coordinated selection among FPIs/DSUs and protection relay. Case 1 47

Figure B.3 – Incorrectly coordinated fault selection among FPIs/DSUs and protection relay. Case 2 48

Table 1 – Summary of FPI/DSU requirements referred to fault detection according to network operation mode and fault type..... 14

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**CURRENT AND VOLTAGE SENSORS OR DETECTORS,
TO BE USED FOR FAULT PASSAGE INDICATION PURPOSES –****Part 2: System aspects**

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 62689-2 has been prepared by IEC technical committee 38: Instrument transformers.

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

FDIS	Report on voting
38/504/FDIS	38/511/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 the parts in the IEC 62689 series, under the general title *Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes*, 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.

INTRODUCTION

0.1 General

The IEC 62689 series is a product family standard for current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes by proper devices or functions, indicated as fault passage indicator (FPI) or distribution substation unit (DSU), depending on their performances.

Different names are used to indicate FPIs depending on the region of the world and on their functionalities concerning capability to detect different kinds of faults, for instance:

- fault detector;
- smart sensor;
- faulted circuit indicator (FCI);
- short circuit indicator (SCI);
- earth fault indicator (EFI);
- test point mounted FCI.
- combination of the above.

Simpler versions, only using local information/signals and/or local communication, are called FPI, while very evolved versions are called DSU. The latter are explicitly designed for smart grids and based on IEC 60870-5 and IEC 61850 communication protocols. Compared to instrument transformers, digital communication technology is subject to on-going changes which are expected to continue in the future.

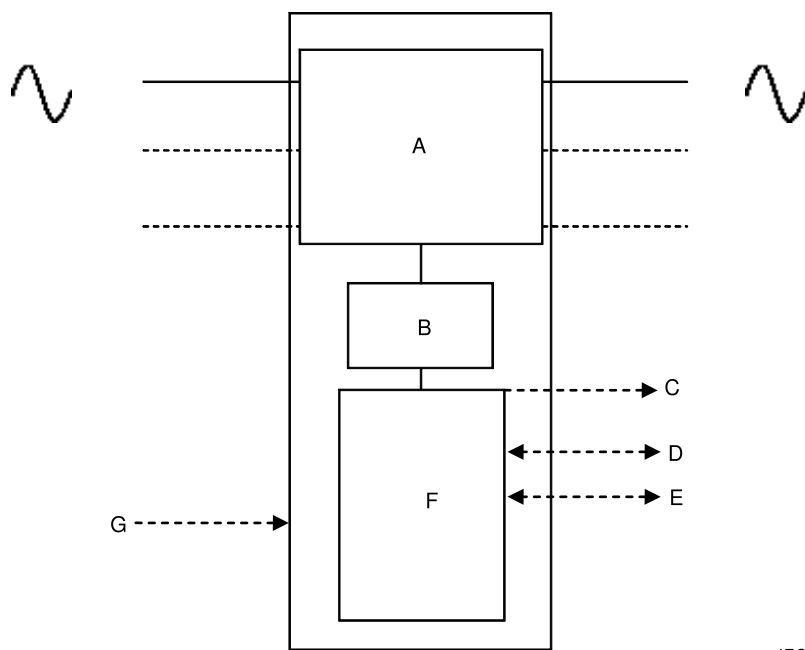
Profound experience with deep integration between electronics and instrument transformers has yet to be gathered on a broader basis, as this type of equipment is not yet widespread in the industry.

DSUs, besides FPI basic functions, may also optionally integrate additional auxiliary functions such as:

- voltage presence/absence detection for medium voltage (MV) network automation, with and without distributed energy resources presence (not for fault confirmation, which can be a basic FPI function depending on the adopted fault detection method, neither for safety-related aspects, which are covered by IEC 61243-5);
- measuring of voltage, current, and active and reactive power, etc., for various applications, such as MV network automation, monitoring of power flows, etc.;
- smart grid management (such as voltage control and unwanted island operation) by means of a proper interface with local distributed generators (DER);
- local output of collected information by means of suitable interfaces;
- remote transmission of collected information;
- others.

A general FPI scheme is outlined in Figure 1.

A DSU may have a much more complex scheme.



IEC

Key

- A Current (and, if necessary, voltage) sensors. 1 or 3 phases may be monitored.
- B Transmission of signals between sensors and electronics.
- C: Local indications (lamps, LEDs, flags, etc.).
- D Analogue, digital and/or communication inputs/outputs for remote communication/commands (hard wired and/or wireless).
- E Connections to field apparatus.
- F Signal conditioning, processing and indicating unit (CPIU).
- G Power supply.

Current sensor(s) may detect fault current passages without any need of galvanic connection to the phase(s) (for instance in case of cable type current sensors or of magnetic field sensor).

Not all the above listed parts or functions are necessarily included in the FPI, depending on its complexity and on its technology. However, at least 1 one of C or D functions shall be present.

Figure 1 – General architecture of an FPI

0.2 Position of this standard in relation to the IEC 61850 series

The IEC 61850 series is intended to be used for communication and systems to support power utility automation.

The IEC 62689 series will also introduce a dedicated namespace to support integration of FPIs/DSUs into power utility automation.

In addition, it defines proper data models and different profiles of communication interfaces to support the different use cases of these FPIs/DSUs.

Some of these use cases rely on the concept of extended substation, which is intended as the communication among intelligent electronic devices (IED) through IEC 61850 located both along MV feeders and in the main substation, for the most sophisticated FPI versions (and therefore DSUs) (for smart grid applications, for instance). Such a profile may not be limited to FPI/DSU devices, but may embrace features needed to support extensions of these substations along the MV feeders connected to the main substation themselves.

CURRENT AND VOLTAGE SENSORS OR DETECTORS, TO BE USED FOR FAULT PASSAGE INDICATION PURPOSES –

Part 2: System aspects

1 Scope

This part of IEC 62689 describes electric phenomena and electric system behaviour during faults, according to the most widely diffused distribution system architecture and to fault typologies, to define the functional requirements for fault passage indicators (FPI) and distribution substation units (DSU) (including their current and/or voltage sensors), which are, respectively, a device or a device/combination of devices and/or of functions able to detect faults and provide indications about their localization.

By localization of the fault is meant the fault position with respect to the FPI/DSU installation point on the network (upstream or downstream from the FPI/DSU's location) or the direction of the fault current flowing through the FPI itself. The fault localization may be obtained

- directly from the FPI/DSU, or
- from a central system using information from more FPIs or DSUs,

considering the features and the operating conditions of the electric system where the FPIs/DSUs are installed.

This part of IEC 62689 is therefore aimed at helping users in the appropriate choice of FPIs/DSUs (or of a system based on FPI/DSU information) properly operating in their networks, considering adopted solutions and operation rules (defined by tradition and/or depending on possible constraints concerning continuity and quality of voltage supply defined by a national regulator), and also taking into account complexity of the apparatus and consequent cost.

This part of IEC 62689 is mainly focused on system behaviour during faults, which is the "core" of FPI/DSU fault detection capability classes described in IEC 62689-1, where all requirements are specified in detail.

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 62689-1, *Current and voltage sensors or detectors, to be used for fault passage indication purposes – Part 1: General principles and requirements*

3 Terms, definitions, abbreviations and symbols

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 62689-1 and the following apply.

3.1 Terms and definitions related to neutral point treatment

3.1.1

arc-suppression coil

single-phase neutral earthing reactor intended for compensating the capacitive line-to-earth current due to a single-phase earth fault

Note 1 to entry: Instead of a pure reactor, with high quality factor Q , a resistive-reactive impedance may be used to render easier the earth fault detection and/or clearance.

Note 2 to entry: An arc-suppression coil is also known as a Petersen coil in certain areas.

[SOURCE: IEC 60050-421:1990, 421-01-04, modified – Note 1 and Note 2 to entry have been added.]

3.2 Abbreviations and symbols

For the purposes of this document, the abbreviations and symbols given in IEC 62689-1 apply.

4 Choice of FPI/DSU requirements related to fault detection according to network operation mode and fault type

4.1 General

Clause 4 is mainly focused on radially operated distribution networks, because this is, generally, the most widely adopted mode of operation.

Fault (or fault current passage) detection on such networks strongly relies on MV neutral point mode of operation.

In case of closed loop distribution networks, different considerations are necessary.

Directional fault detection, both concerning earth faults and overcurrents, based on vector relationships among voltages and currents, is influenced by the impedance of the feeder and have to be evaluated case by case. Communication among FPIs may be required.

A simpler solution may consist in opening the closed loop returning to radial operation and/or to adopt communication among FPIs.

An example of a possible solution is shown in Annex A.

4.2 FPIs/DSUs for isolated neutral system

4.2.1 Earth fault detection

The earth fault current is influenced both by the network configuration and typology and by the fault resistance.

The capacitive earth fault current contribution of medium voltage feeders' healthy sections is generally an appreciable percentage of total earth fault current.

NOTE The contribution to earth fault current of an underground medium voltage cable is about 50 times that of an overhead feeder of the same length.

Hence, in case of a fault upstream from the location of a FPI/DSU not equipped with directional detection of fault current passage, to avoid incorrect indications regarding the fault location, the current threshold set on FPI/DSU should be higher than the maximum earth fault current contribution from the healthy feeder section downstream from the FPI/DSU itself.

Low sensitivity with regards to fault resistance could, therefore, be obtained in case of non-directional FPIs/DSUs.

One method to discriminate the fault current with relatively high sensitivity with regards to fault resistance could be the adoption of FPIs/DSUs based on directional earth fault detection.

If the contribution to capacitive earth fault current from the network downstream from the FPI's/DSU's location is negligible, non-directional earth fault detection may be considered without any significant decrease of FPI/DSU performance.

Possible presence of DER has no effect on the direction of fault current.

4.2.2 Polyphase fault detection

For the purpose of this document, the term polyphase is used to include the following faults:

- three phase
- phase to phase
- cross country

as they all involve mainly overcurrent.

If no DER (or not appreciable amount of DER) is present, in case of polyphase faults, the fault current is coming from the HV/MV transformer. Directional FPIs/DSUs should, generally, be required if DER contribution to polyphase fault current is appreciably present or in case of closed-loop configuration.

4.3 FPIs/DSUs for resonant earthed (neutral) system – arc-suppression-coil-earth (neutral) system

4.3.1 Earth fault detection

4.3.1.1 General

The fault current is influenced by the network configuration, the coil design (pure inductive or inductive-resistance or inductive with short-term resistance, etc.), the connection to MV neutral point, the tuning of the resonant coil, the network losses at zero sequence and the fault resistance.

Two main solutions are possible: a “pure” arc-suppression coil, a fixed or tunable inductor with negligible resistive component due only to internal losses or an inductance with an intentional resistor to increase the amount of resistive current due to the coil.

4.3.1.2 “Pure” arc-suppression coil

In case of “pure” arc-suppression coil, tuned nearly to 100% of network capacitive current and standard losses value in the network components, the earth fault current is extremely low, mainly resistive, as the capacitive earth fault current contribution from the MV network is compensated by the inductive contribution from the arc suppression coil. The magnitude of the earth fault current would have near zero value when an earth fault occurs at any location on the same HV/MV substation busbar network.

Moreover, earth fault current through all FPIs/DSUs, whatever their location on the network (upstream or downstream from the fault position), is mainly reactive (vector relationship between residual current in any FPI/DSU and residual voltage is the same, corresponding to 90° degree leading angle of residual current with respect to residual voltage), with negligible active component (this component is the only one able to modify vector relationships between residual current and residual voltage on faulty feeders with respect to healthy ones).

FPIs/DSUs for pure resonant earthed (neutral) systems should, therefore, be directional for phase to earth fault detection.

NOTE Without the adoption of a resistive-inductive arc-suppression coil (4.3.1.3), it may be possible to detect an earth fault with non-directional FPI/DSU and with temporary modification of the network configuration, by, for instance, creating a mistuning of the arc-suppression coil using a capacitor in parallel to the coil itself and switching it on and off with different modalities.

4.3.1.3 Resistive-inductive arc-suppression coil

If a high-value resistor is installed in parallel to the arc suppression coil, temporarily or permanently connected to earth:

- earth fault current through FPI/DSU installed on healthy feeders or downstream from the fault is mainly reactive (the vector relationship between residual current and residual voltage nearly corresponds to 90° leading angle of residual current with respect to residual voltage), with negligible active component;
- earth fault current through FPI/DSU installed on faulty feeders upstream from the fault is resistive-reactive (the vector relationship between residual current and residual voltage is usually in the range from 90° to 180° leading angle of residual current with respect to residual voltage), with non-negligible active component.

The magnitude of the earth fault current would have a value nearly corresponding to the active current from the earthing resistor when an earth fault occurs at any location on the same substation busbar network.

FPIs/DSUs for resistive-inductive resonant earthed (neutral) systems should, therefore, have either directional or non-directional capability for phase to earth fault detection.

Possible presence of DER has no effect on the direction of fault current.

NOTE Detection of intermittent earth faults by FPI/DSU might be required.

4.3.2 Polyphase fault detection

See 4.2.2.

4.4 FPIs/DSUs for solidly earthed neutral systems (systems with low-impedance earthed neutrals)

Overcurrent detection can be used to detect both earth and polyphase faults.

If no DER (or no appreciable amount of DER) is present, the fault current comes from the HV/MV transformer. Phase directional FPIs/DSUs may be required only if DER is appreciably present.

Moreover, earth directional FPIs/DSUs may be required even if, according to the DER neutral point and the DER transformer group, a phase to earth current contribution may have come from the DER.

4.5 FPIs/DSUs for impedance earthed neutral system (resistive impedance earthed neutral system)

4.5.1 Earth fault detection

If the MV system neutral point is earthed by a resistor installed in the HV/MV substation, the fault current is assumed to come from the HV/MV transformer.

FPIs/DSUs could be directional and/or non-directional, depending on the values of the intentional earthing resistor (the lower it is, the higher is the neutral current, thus directional detection could be avoided in some circumstances), on the network configuration, on the network capacitive current and on the desired sensitivity concerning fault resistance value detection.

In the case of an earthing resistor injecting low or moderate neutral currents in the event of an earth fault, FPIs/DSUs should preferably be directional for earth fault detection. This is to obtain appropriate sensitivity with regards to faults with high resistance value. The resulting earth fault current obtained with this solution is not much higher than the pure capacitive earth fault current component.

In the case of an earthing resistor injecting moderate or high neutral current in the event of an earth fault, non-directional FPIs/DSUs may be used. With this solution, the earth fault current is higher than the network capacitive current.

4.5.2 Polyphase fault detection

See 4.2.2.

4.6 FPIs/DSUs for systems with high presence of DER

The presence of DER on a network is considered to be high when the current contribution from DER downstream from the FPI's/DSU's location for a fault located upstream from the FPI/DSU itself (even on another MV feeder connected to the same HV/MV or MV/MV transformer) is comparable to the FPI/DSU overcurrent thresholds.

In this case, FPIs/DSUs shall have directional detection of phase faults if the DER significantly contributes to short-circuit currents (see 5.2.4 and 5.2.5). Concerning phase to earth fault detection, see 4.2.1, 4.3.1, 4.4, 4.5.1. In any case, if directional detection is present for polyphase overcurrents, the same should be true for phase to earth currents.

NOTE This version of FPI/DSU can also be able to:

- manage many smart grid network configurations, assuming that smart grids are distribution networks with a high penetration of DERs;
- offer additional features (for instance, advanced network automation, including self healing and automatic supply restore) even in the presence of DER;
- support easy network reconfiguration, DER active power and reactive power control for voltage regulation, etc.

Even additional distribution network operation structures, different from the main diffused radial ones, may be successfully handled by these FPIs/DSUs (for instance closed loop operation of MV feeders).

4.7 Summary of FPI/DSU requirements with respect to fault detection according to network operation mode and fault type

Table 1 gives a summary of FPI/DSU requirements described in 4.1 to 4.6.

Table 1 refers only to whether it is possible or not to adopt the directional fault detection principle on FPIs, i.e. the detection of the fault current through the FPI itself.

The direction may be obtained with different solutions: by measuring the angle between residual/phase voltage and residual/phase current, by transient analysis of current (and/or voltage) of the first millisecond after fault occurrence, etc.

The complete FPI (and DSU) classification by classes is included in IEC 62689-1.

The content of Clause 4 is technically justified in Clause 5.

Table 1 – Summary of FPI/DSU requirements referred to fault detection according to network operation mode and fault type

Fault type	MV network neutral point operation mode				
Earth fault	FPIs/DSUs for isolated neutral system	FPIs/DSUs for resonant earthed (neutral) system – arc-suppression-coil-earth (neutral) system Pure inductive arc-suppression-coil	FPIs/DSUs for resonant earthed (neutral) system – arc-suppression-coil-earth (neutral) system Pure resistive-inductive arc-suppression-coil	FPIs/DSUs for solidly earthed systems (systems with low-impedance earthed neutrals)	FPIs/DSUs for impedance earthed neutral system (resistive impedance earthed neutral system)
	Earth fault current = MV network capacitive current	Earth fault current negligible in comparison to network capacitive current (if perfect tuning)	Earth fault current nearly equal to active current from intentional resistance (usually much lower than network capacitive current, if perfect tuning)	Earth fault current similar in amplitude to polyphase fault current	Earth fault current higher than network capacitive current
	Fault current in FPIs/DSUs: value depending on capacitive current from network downstream from the FPI/DSU location vector phase shift of residual current with respect to residual voltage 90° leading in FPIs/DSUs on healthy MV feeders or downstream from the fault, 90° lagging on FPIs/DSUs on the faulted MV feeder upstream from the fault	Fault current in FPIs/DSUs: value depending on capacitive current from network downstream from the FPI/DSU location vector phase shift of residual current with respect to residual voltage 90° leading both in FPIs/DSUs on healthy MV feeders or downstream from the fault and on FPIs/DSUs on the faulted MV feeder upstream from the fault	Fault current in FPIs/DSUs: value depending on capacitive current from network downstream from the FPI/DSU location vector phase shift of residual current with respect to residual voltage 90° leading in FPIs/DSUs on healthy MV feeders or downstream from the fault, in the range from 90° up to 180° leading on FPIs/DSUs on the faulted MV feeder upstream from the fault	Fault current in FPIs/DSUs: value and vector phase shift of residual current with respect to residual voltage depending on the ratio R/X of the network	Fault current in FPIs/DSUs: value depending on capacitive current from network downstream from the FPI/DSU location and from resistive current from earthing resistor vector phase shift of residual current with respect to residual voltage 90° leading in FPIs/DSUs on healthy MV feeders or downstream from the fault, in the range from 90° up to 180° lagging on FPIs/DSUs on the faulted MV feeder upstream from the fault
	FPIs/DSUs: preferred directional (higher sensitivity with respect to fault resistances) possible non-directional (sensitivity depending on earth fault capacitive current contribution from MV feeder sections downstream from the FPI location)	FPIs/DSUs: directional (non-directional is possible in case of temporary changes of network operation structure)	FPIs/DSUs: preferred directional (higher sensitivity with respect to fault resistances) possible non-directional (sensitivity depending on earth fault capacitive current contribution from MV feeder sections downstream from the FPI location and from the intentional additional resistive current)	FPIs/DSUs: non-directional possible directional only if earth fault current contribution from DER on healthy MV feeders or downstream from the fault is appreciable	FPIs/DSUs: non-directional in case of medium-low value earthing resistor (resistive component of earth fault current comparable to or higher than capacitive one) directional only in case of high value earthing resistor (resistive component of earth fault current much lower than capacitive one)

Fault type	MV network neutral point operation mode				
Polyphase fault	Phase fault detection is not influenced by the neutral system operation				
DER presence	Influence only on phase faults	Influence only on phase faults	Influence only on phase faults	Amplitude and direction of the fault current depends on the DER characteristics and location. Influence both on earth faults and phase faults	Influence only on phase faults

5 Fault detecting principles according to network and fault type

5.1 General

Fault detection has to correctly operate independent of network neutral point treatment and when there is the possibility of a high degree of penetration of distributed generation (DER) connected to distribution feeders. If not, this has to be clearly stated by the manufacturer in the “application field”.

In order to correctly detect faults, FPIs/DSUs should be integrated in the network protection system for fault location or, at least, coordinated with the protection system itself.

They should have the same fault detection capability and sensitivity as the network protection system. This is to avoid possible problems in fault location due to lower FPI/DSU sensitivity with respect to the MV feeder protection relay, irrespective of whether the location is performed by personnel in field or by an automation system. These problems may be present if it is necessary to detect and clear a high resistance value earth fault.

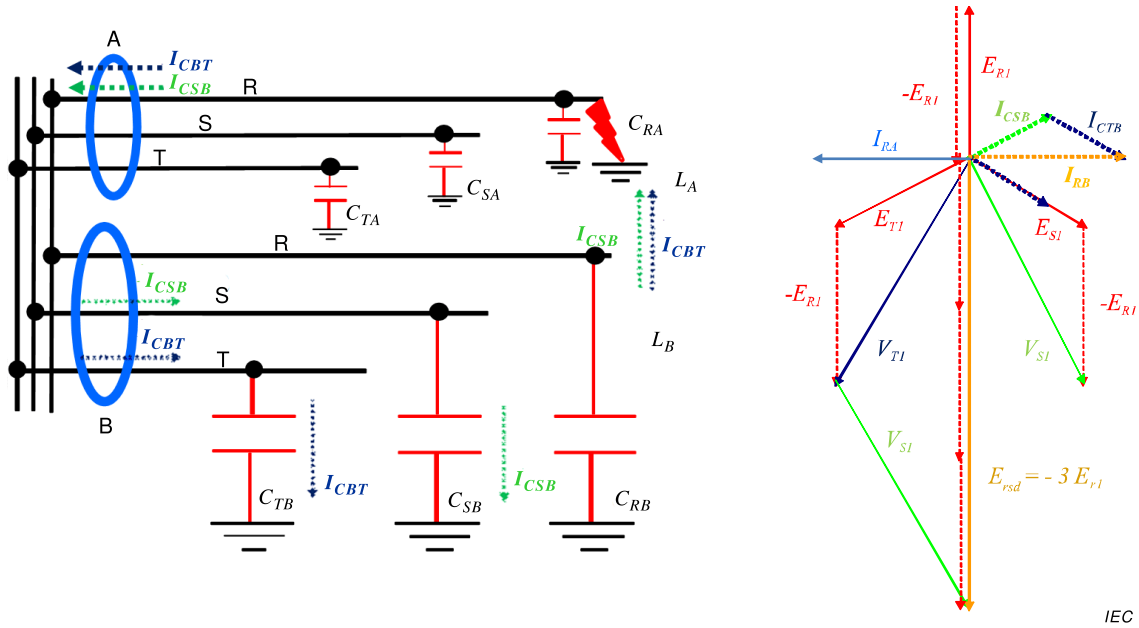
On the other hand, in case of higher FPI/DSU sensitivity with respect to MV feeder protections, nuisance earth fault detections may happen, with negative consequences for personnel in field or for automation systems; the latter may be avoided, for instance, through a fault presence confirmation (e.g. voltage or current absence determined by MV feeder protection relay tripping associated with simultaneous fault detection from the FPI/DSU).

In Annex B, two different examples of solutions for fault detection and fault location detection and clearing are described. They have the same effectiveness with regard to faults, but different performance with regard to number and typology of supply interruptions to end users.

Figures 2 and 3 show the fault current paths and the vector diagrams associated with different kinds of faults on differently operated networks, as it is fundamental for the FPI/DSU manufacturer and user to take all this into account for an appropriate FPI/DSU design and choice.

NOTE The vector diagrams shown in Figure 2, Figure 3 and in 5.2 are intended only for the above described purpose. So the vector scale can be incorrect because of editorial constraints.

Concerning earth faults, MV systems may be grouped in two main categories: solidly earthed neutral systems and all the others (isolated, compensated, etc). These two categories have completely different behaviours (see example related to isolated neutral system).



Key

$C_{RA, SA, TA} = C_{RB, SB, TB} = C$ are phase to earth capacitances of each single phase of each MV feeder, considered to be all of the same value.

A: Toroidal current transformer (CT) for detection of residual current I_R in case of an earth fault on a faulty MV feeder. For complete details and for other MV neutral point operation modes (except for solidly earthed systems), see 5.2.

B: Toroidal CT for detection of residual current I_R in case of an earth fault installed on a healthy MV feeder. The behaviour is similar for all systems, except for solidly earthed systems.

E_{rsd} : Residual voltage that equals the vector sum of the three phase to earth voltages and whose scalar value is $-3 \times |E|$, where E is the phase to earth voltage in a balanced system.

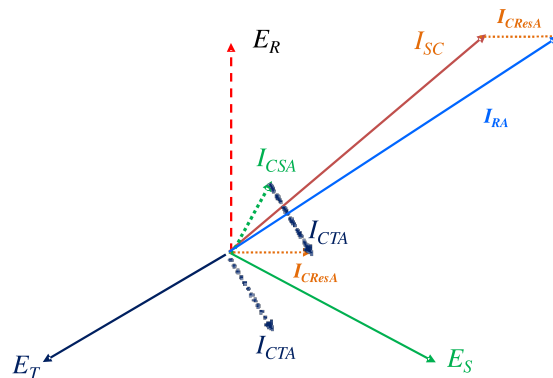
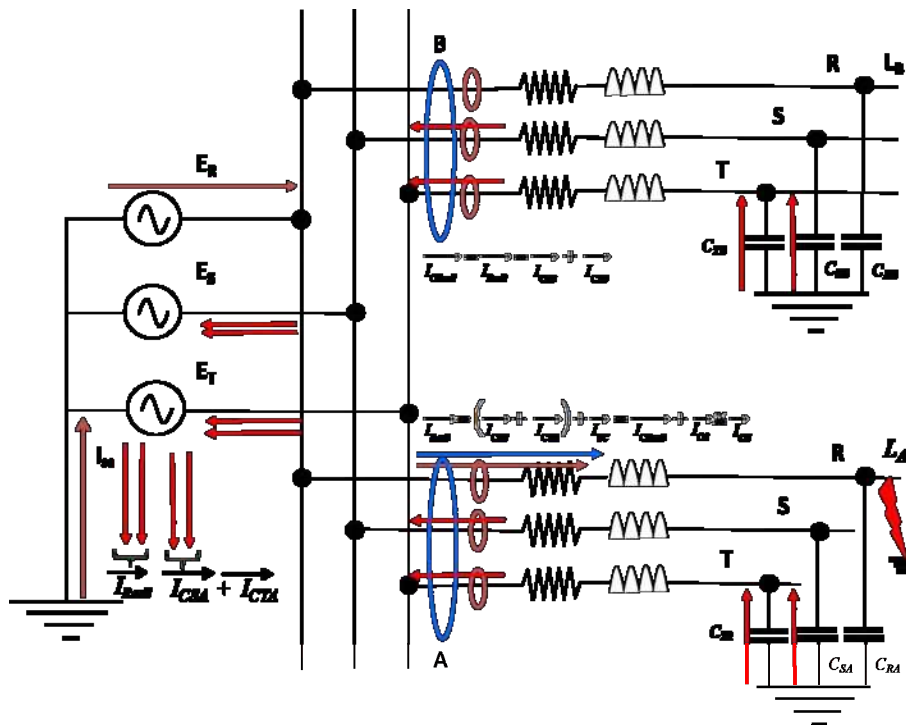
$$\bar{I}_{CSB} = \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \cdot e^{-j120^\circ} = \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} - j\frac{3}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\bar{I}_{CTB} = \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \cdot e^{-j60^\circ} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - j\frac{3}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\bar{I}_{RA} = \bar{I}_{CSA} + \bar{I}_{CTA} = j \left(2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = j \left(\sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j90^\circ} \text{ with respect to } (-E_{rsd})$$

$$\bar{I}_{RB} = \bar{I}_{CSB} + \bar{I}_{CTB} = -j \left(2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = -j \left(\sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{-j90^\circ} \text{ with respect to } (-E_{rsd})$$

Figure 2 – General three-phase diagram of an earth fault in isolated neutral system



IEC

Key

$C_{RA, SA, TA} = C_{RB, SB, TB} = C$ are phase to earth capacitances of each single phase of each MV feeder, considered to be all of the same value

A: Toroidal CT for detection of residual current I_R in case of an earth fault installed on a faulty MV feeder. For complete details and for other MV neutral point operation modes (except for solidly earthed systems), see 5.2.

B: Toroidal CT for detection of residual current I_R in case of an earth fault installed on a healthy MV feeder. The behaviour is similar for all systems, except for solidly earthed systems.

$$\vec{I}_{CSA\&B} = \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j30^\circ} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + j \frac{1}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\vec{I}_{CTA\&B} = \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j150^\circ} = \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} + j \frac{1}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\vec{I}_{RA} = \vec{I}_{CSA} + \vec{I}_{CTA} + \vec{I}_{SC} = \vec{I}_{RB} + \vec{I}_{SC}$$

$$\vec{I}_{RB} = \vec{I}_{CSB} + \vec{I}_{CTA} = j \left(2 \cdot \frac{1}{2} \cdot \omega \cdot C \cdot E \right) = j \omega \cdot C \cdot E = \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j90^\circ} \text{ with respect to } E_R.$$

Capacitive current contribution from healthy and faulty MV feeders is 1/3 with respect to the above described systems. Therefore, $I_{SC} \gg I_{RA}, I_{RB}$, etc., which may be considered negligible.

Figure 3 – General three-phase diagram of an earth fault solidly earthed system (example 2)

5.2 Earth fault detection and neutral treatment

5.2.1 General

Earth faults currents are dependent upon neutral treatment and fault resistance.

FPIs/DSUs shall be designed and tested for each neutral point treatment of MV networks where they are required to be installed.

5.2.2 Earth fault detection in isolated neutral systems

The scheme of current flow directions with reference to the orientation of residual current sensors is shown in Figure 4 and Figure 5.

The vector diagrams and symbol definitions are indicated in Figure 6.

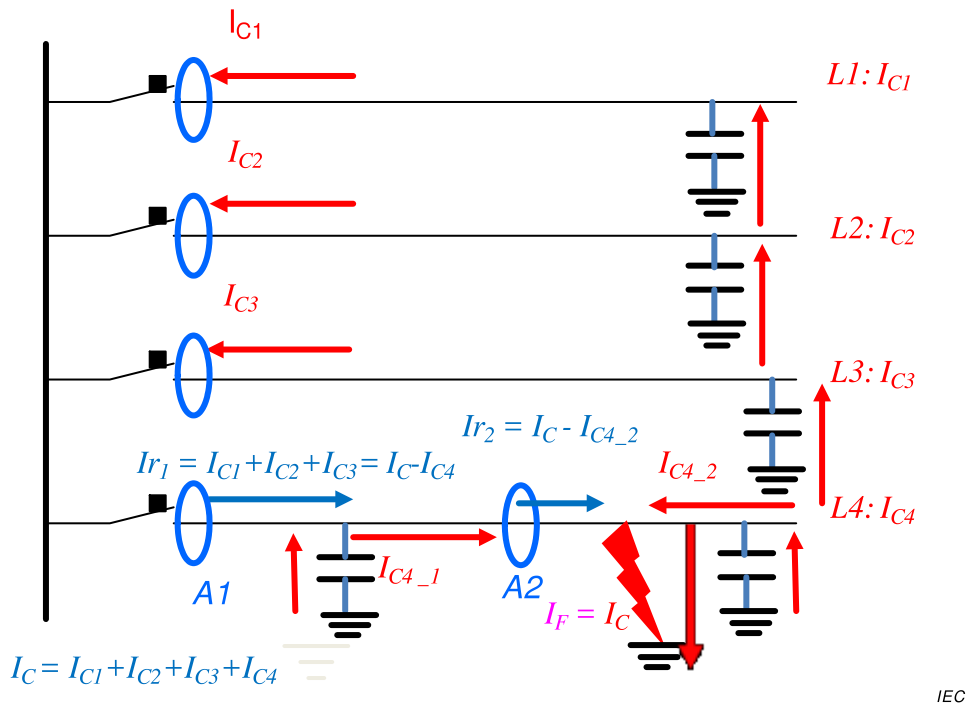
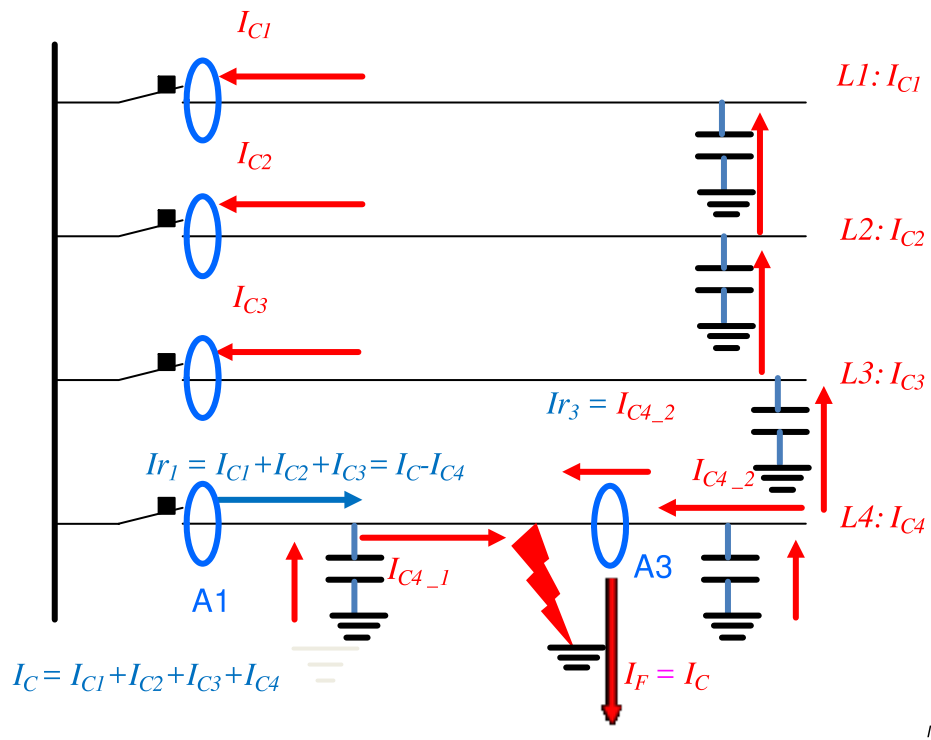
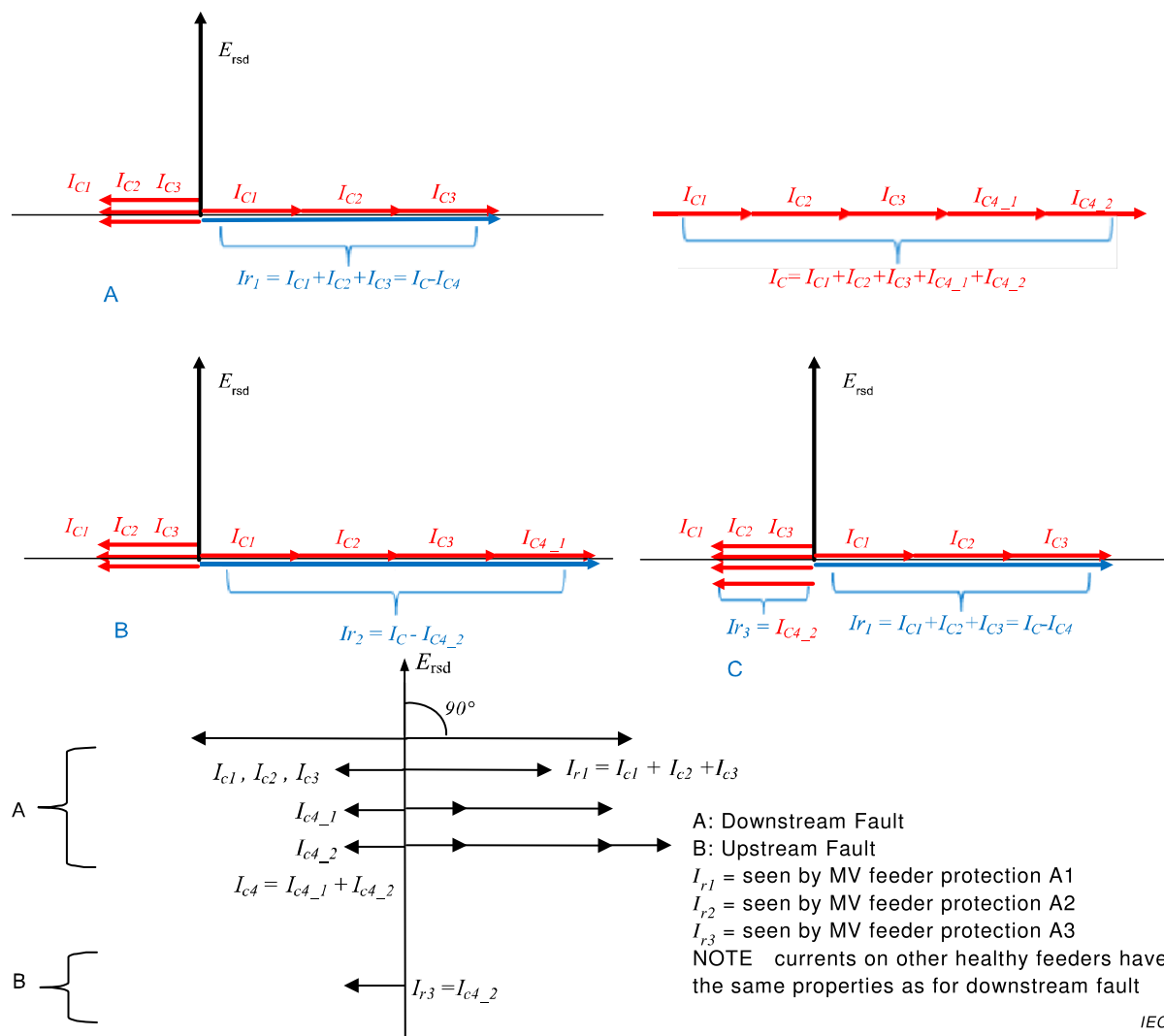


Figure 4 – Isolated neutral system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI’s/DSU’s location)



IEC

Figure 5 – Isolated neutral system – detection of earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location)



Key



location of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$

residual capacitive currents of Feeders 1, 2, 3 and 4 (equal to the sum of capacitive currents of each of the three phases of each single MV Feeder connected to the same MV busbar)

I_F

fault current = I_C = sum of residual capacitive currents ($3 \times \omega \times C_E$) $\times E$ of all the MV feeders connected to the same MV busbar (E = phase to earth voltage of the electric system)

I_{r1}

residual current measured by residual CT or current sensor at the beginning of Feeder 4;
 $I_{r1} = I_C - I_{C4}$

$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$

$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$

$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$

residual capacitive current of the Feeder 4 section upstream from the FPI's/DSUs location
 residual capacitive current of the Feeder 4 section downstream from the FPI's/DSU's location

I_{r2}

residual current measured from FPI/DSU in the location on Feeder 4 for a earth fault downstream from the FPI/DSU (equal to $I_C - I_{C4 \text{ downstream}}$)

I_{r3}

residual current measured from FPI/DSU in the location on Feeder 4 for an earth fault upstream from the FPI/DSU (equal to $I_{C4 \text{ downstream}}$)

E_{rsd}

residual voltage that equals the vector sum of the three phase to earth voltages and whose scalar value is $-3 \times |E|$, where E is the phase to earth voltage in a balanced system.

Case A:

Earth fault downstream from FPI/DSU A1

Case B:

Earth fault downstream from FPI/DSU A2

Case C:

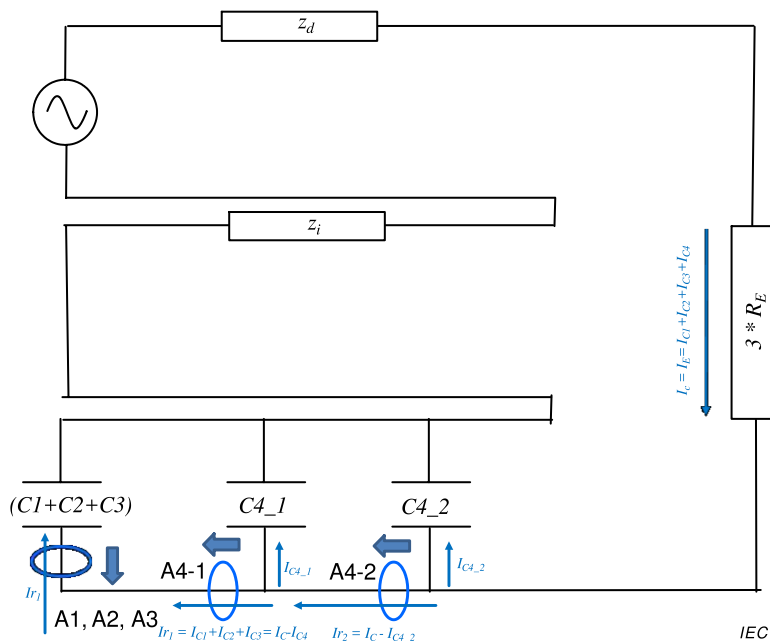
Earth fault upstream from FPI/DSU A3

Figure 6 – Isolated neutral system – vector diagrams related to Figure 4 and Figure 5

If the FPI/DSU is non-directional, its current threshold setting shall be higher than the capacitive current of the downstream part of the feeder (with respect to the FPI's/DSU's location) to avoid an incorrect indication in case of an upstream earth fault.

This may drastically reduce its sensitivity; for instance, no detection is possible if the downstream capacitive current is comparable to or higher than that of the upstream one (case of downstream underground network).

A short description is shown in Figure 7, Figure 8, and Figure 9 where, for a better explanation, the sequence representation of the phenomena is adopted.



Key



location of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)



conventional orientation of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)

z_d positive sequence impedance (i.e. ratio of the positive sequence voltage and the positive sequence current)

z_i negative sequence impedance (i.e. ratio of the negative sequence voltage and the negative sequence current)

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ residual capacitive currents of Feeders 1, 2, 3 and 4 (equal to the sum of capacitive currents of each of the three phases of each single MV Feeder connected to the same MV busbar)

I_C sum of residual currents $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4} = I_E =$ earth fault current

R_E earth fault resistance

I_{r1} residual current measured by FPI/DSU A4-1 residual current transformer (CT) or current sensor at the beginning of Feeder 4; $I_{r1} = I_C - I_{C4}$ in case of an earth fault downstream from FPI/DSU A4-1

$I_{C4,1} + I_{C4,2} = I_{C4}$

$I_{C4,1}$ residual capacitive current of the Feeder 4 section upstream from the FPI/DSU A4-2 location and downstream from the FPI/DSU A4-1 location

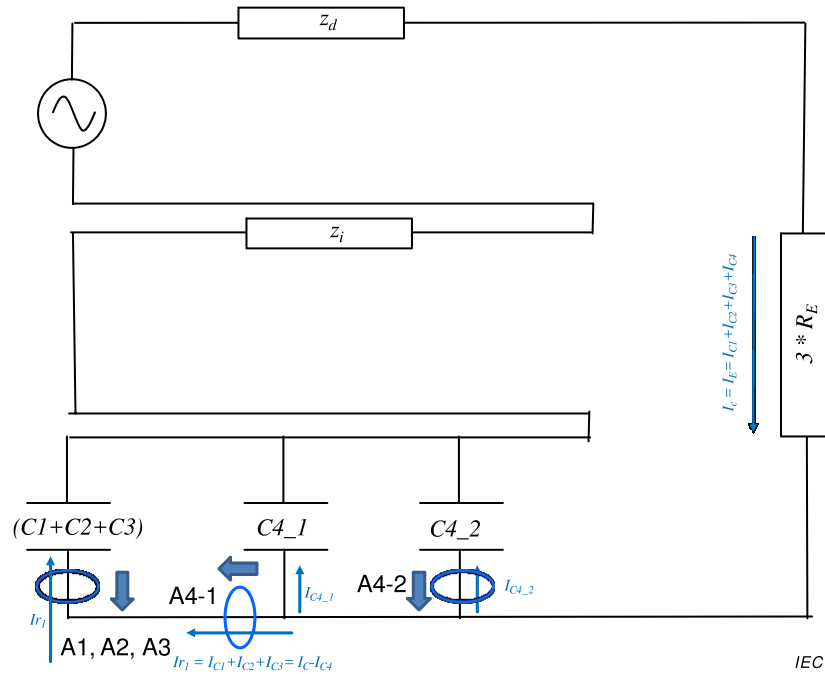
$I_{C4,2}$ residual capacitive current of the Feeder 4 section downstream from the FPI/DSU A4-2 location

I_{r2} residual current measured by FPI/DSU A4-2 residual current transformer (CT) or current sensor in case of an earth fault downstream from the FPI/DSU A4-2 (equal to $I_C - I_{C4,2}$)

A1, A2, A3 FPIs/DSUs at the departure of feeder 1, feeder 2 and feeder 3, respectively, and affected by I_{C1}, I_{C2} and I_{C3} in case of an earth fault with R_E of negligible value

Figure 7 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault downstream from FPI/DSU A4-2

In case of an earth fault downstream from the FPI/DSU A4-2 (Figure 7), its maximum current threshold to detect the fault, without directional earth fault current detection, is $I_C - I_{C4_2}$ (with fault resistance equal to zero and not considering CT/sensor accuracies). The lower the regulated current threshold, the higher the FPI/DSU sensitivity.



Key



location of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)



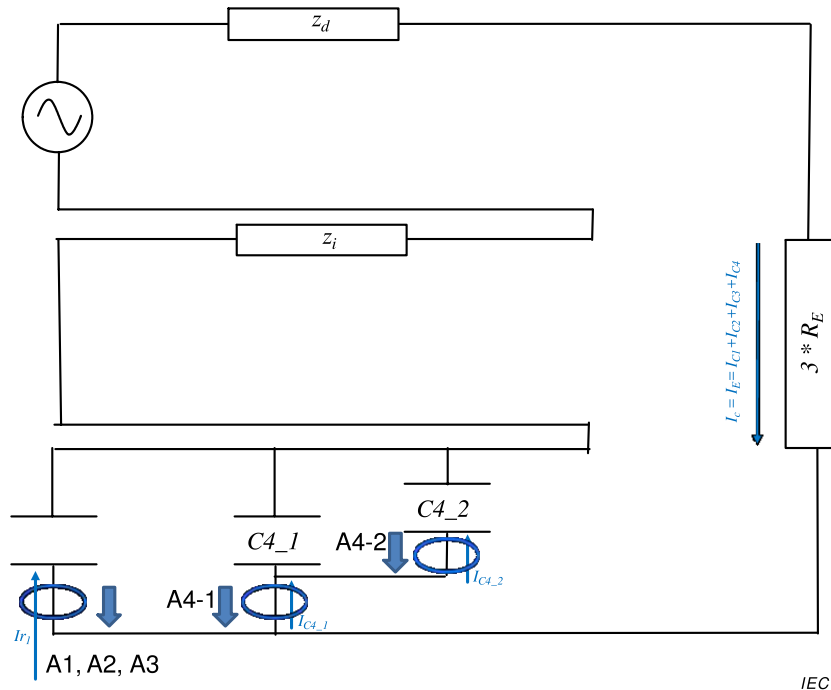
conventional orientation of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)

- z_d positive sequence impedance (i.e. ratio of the positive sequence voltage and the positive sequence current)
- z_i negative sequence impedance (i.e. ratio of the negative sequence voltage and the negative sequence current)
- $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ residual capacitive currents of Feeders 1, 2, 3 and 4 (equal to the sum of capacitive currents of each of the three phases of each single MV Feeder connected to the same MV busbar)
- I_C sum of residual current $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4} = I_E =$ earth fault current
- R_E earth fault resistance
- I_{r1} residual current measured by FPI/DSU A4-1 residual current transformer (CT) or current sensor at the beginning of Feeder 4; $I_{r1} = I_C - I_{C4}$ in case of an earth fault downstream from FPI/DSU A4-1
- $I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$
- I_{C4_1} residual capacitive current of the Feeder 4 section upstream from the FPI/DSU A4-2 location and downstream from the FPI/DSU A4-1 location
- I_{C4_2} residual capacitive current of the Feeder 4 section downstream from the FPI/DSU A4-2 location
- A1, A2, A3 FPIs/DSUs at the departure of feeder 1, feeder 2 and feeder 3, respectively, and affected by I_{C1}, I_{C2} and I_{C3} in case of an earth fault with R_E of negligible value

Figure 8 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault downstream from FPI/DSU A4-1 and upstream from FPI/DSU A4-2

In case of an earth fault downstream from the FPI/DSU A4-1 but upstream from FPI/DSU A4-2 (Figure 8), its maximum current threshold, without directional earth fault current detection, is $I_C - I_{C4}$ (with fault resistance equal to zero and not considering CT/sensor accuracies). The lower the regulated current threshold, the higher the FPI/DSU sensitivity.

Nevertheless, the minimum current threshold of FPI/DSU A4-2 shall be higher than I_{C4_2} in order to avoid incorrect fault current passage detection.



Key



location of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)



conventional orientation of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)

z_d positive sequence impedance (i.e. ratio of the positive sequence voltage and the positive sequence current)

z_i negative sequence impedance (i.e. ratio of the negative sequence voltage and the negative sequence current)

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ residual capacitive currents of Feeders 1, 2, 3 and 4 (equal to the sum of capacitive currents of each of the three phases of each single MV Feeder connected to the same MV busbar)

I_C sum of residual currents $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4} = I_E =$ earth fault current

R_E earth fault resistance

$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$

I_{C4_1} residual capacitive current of the Feeder 4 section upstream from the FPI/DSU A4-2 location and downstream from the FPI/DSU A4-1 location

I_{C4_2} residual capacitive current of the Feeder 4 section downstream from the FPI/DSU A4-2 location

A1, A2, A3 FPIs/DSUs at the departure of feeder 1, feeder 2 and feeder 3, respectively, and affected by I_{C1}, I_{C2} and I_{C3} in case of an earth fault with R_E of negligible value

Figure 9 – Relationship between FPI/DSU regulated current threshold and earth fault current in case of non-directional earth fault current detection. Fault on MV busbar (upstream from any FPI/DSU)

Both in case of an earth fault downstream from the FPI/DSU A2 or A1, the minimum current thresholds of FPIs/DSUs A1, A2 and A3, without directional earth fault current detection, are I_{C1} , I_{C2} and I_{C3} , respectively (with fault resistance equal to zero and not considering CT/sensor accuracies).

Furthermore, in case of an earth fault on the MV busbar, current thresholds of FPI/DSU A4-1 and A4-2 shall be higher than I_{C4} and I_{C4_2} , respectively.

The higher the regulated current threshold, the lower the possibility of an incorrect fault detection from FPIs/DSUs on healthy feeders or on the faulty feeder downstream from the fault.

This means that, in case of non-directional fault detection from FPIs/DSUs:

- the correct fault detection is determined both from downstream feeder features and from upstream network features;
- FPI/DSU regulated current threshold shall be higher than the earth fault current contribution from the network downstream from its location and lower than the earth fault current contribution from the whole network upstream from its location. This may reduce its sensitivity;
- each FPI/DSU should have a different regulated current threshold, therefore resulting in different sensitivities related to the installation point;
- changes in the distribution system configuration of the network may change the fault current contribution and result in inaccurate fault detections.

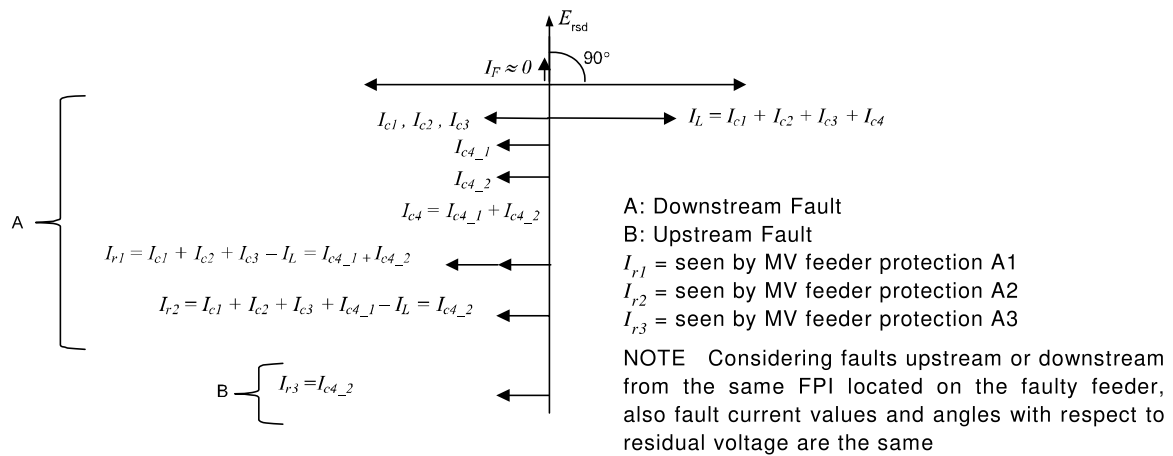
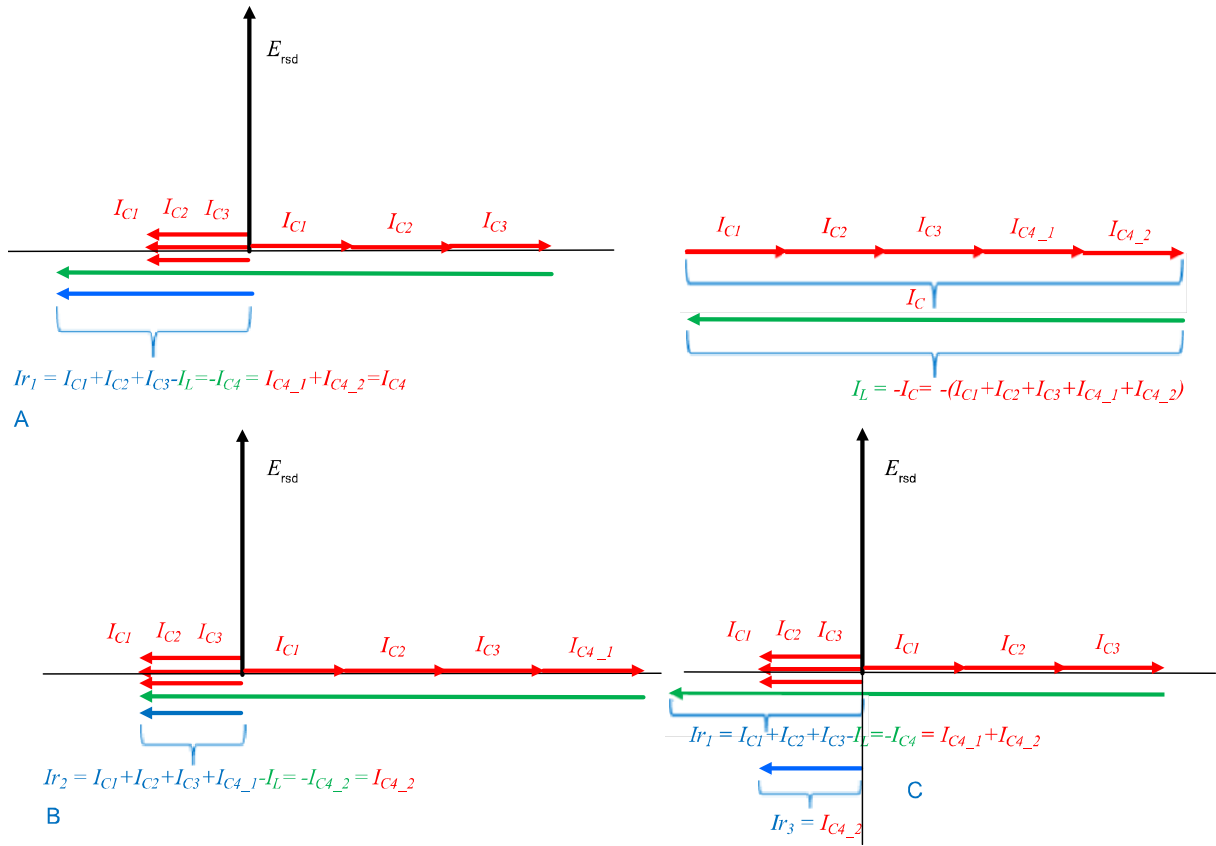
Therefore, directional detection from the FPI/DSU is recommended: different algorithms may be used to determine the direction of the fault (varimetric detection principle, transient analysis of the first millisecond after the fault, etc.).

5.2.3 Earth fault detection in resonant earthed systems

5.2.3.1 Pure resonant earthed (only inductance)

The scheme of current flow directions with reference to the orientation of residual current sensors is shown in Figure 10 and Figure 11.

The vector diagrams and symbol definitions are indicated in Figure 12.



IEC

Key:



location of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)

- L1, L2, L3, L4 MV feeder 1, MV feeder 2, MV feeder 3, MV feeder 4
- $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ residual capacitive currents of Feeders 1, 2, 3 and 4 (equal to the sum of capacitive currents of each of the three phases of each single MV Feeder connected to the same MV busbars)
- I_F fault current = [sum of the residual capacitive currents ($3 \times \omega \times C_E$) $\times E$ of the network – inductive current from the coil (I_L)] ~ zero value (same phase, no vector sum necessary). Losses (active current component) at zero sequence of network components are negligible. (E is the phase to earth voltage of the electric system)
- I_L inductive current from the coil = $-I_C$

I_{r1}	residual current measured by residual current transformer (CT) or current sensor at the beginning of Feeder 4; $I_{r1} = (I_C - I_{C4}) - I_L = I_{C1} + I_{C2} + I_{C3} - I_L = -I_{C4}$ (same direction as I_L) (same phase, no vector sum necessary). Losses (active current component) at zero sequence of network components are negligible.
$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$	
$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$	residual capacitive current of the Feeder 4 section upstream from the FPI's/DSU's location
$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$	residual capacitive current of the Feeder 4 section downstream from the FPI's/DSU's location
I_{r2}	residual current measured from FPI/DSU in the location on Feeder 4 for an earth fault downstream from the FPI/DSU; $I_{r2} = I_{C1} + I_{C2} + I_{C3} + I_{C4 \text{ upstream}} - I_L = I_{C4 \text{ downstream}}$ (same direction as I_L) (same phase, no vector sum necessary)
I_{r3}	residual current measured from FPI/DSU in the location on Feeder 4 for an earth fault upstream from the FPI/DSU (equal to $I_{C4 \text{ downstream}}$)
E_{rsd}	residual voltage that equals the vector sum of the three phase to earth voltages and whose scalar value is $-3 \times E $, where E is the phase to earth voltage in a balanced system.
Case A:	earth fault downstream from A1
Case B:	earth fault downstream from A2
Case C:	earth fault upstream from A3

Figure 12 – Pure resonant earthed system – vector diagrams related to Figure 10 and Figure 11

In the case of a downstream fault and coil at 100 % of capacitive current, the current through the FPI/DSU is the vector sum of the capacitive current of the MV feeder downstream from the FPI's/DSU's location and of a minimal neutral active current (due to coil internal losses and to all the other zero sequence resistive components in the network, not shown in Figure 10 or Figure 11 and being usually negligible or, anyway, very small).

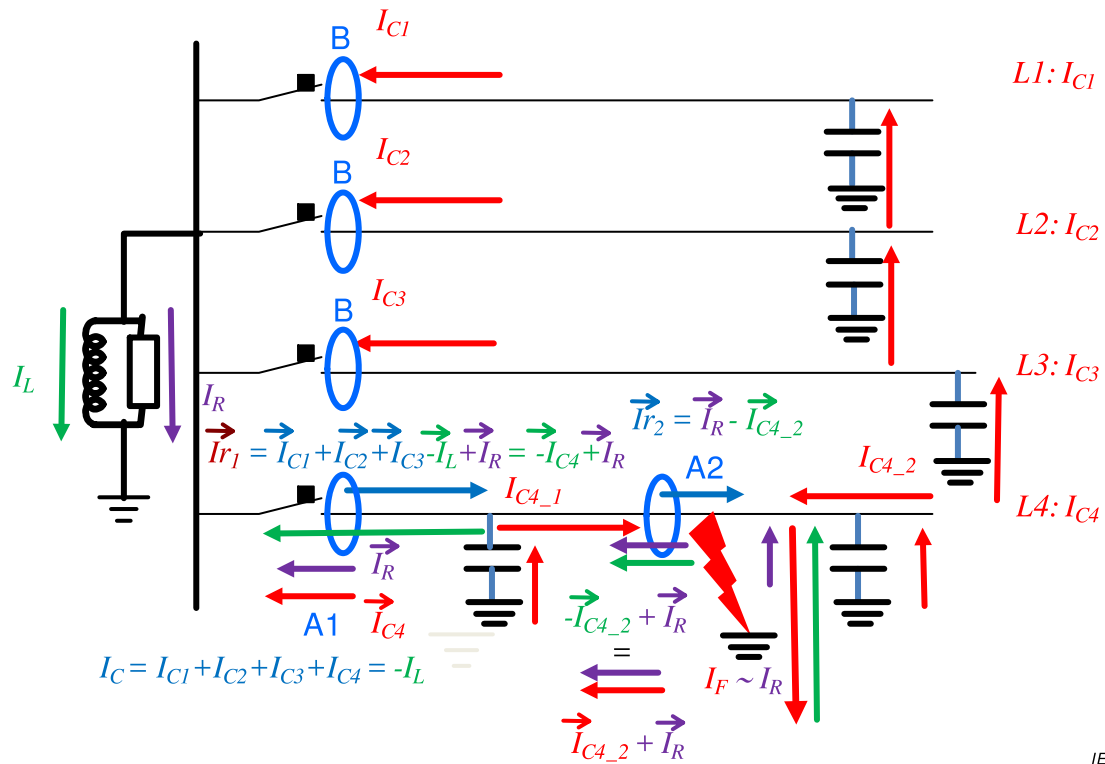
For coils tuned at values different from 100 % I_C , the current through the FPI/DSU is the vector sum of the capacitive/inductive current mismatch (mismatch, intentional or not, between the inductive current from the coil and the total MV network capacitive current) and of the capacitive current of the MV feeder downstream from the FPI's/DSU's location and of the neutral active current.

In both cases, this current is comparable or even lower than the downstream capacitive current and has the same direction as the fault currents in the healthy feeders (and relative FPIs/DSUs). So, directional detection from the FPI/DSU should be present, even if it is extremely difficult to determine the direction of earth-fault current with pure neutral impedance when the system is tuned to 100 % of the network total capacitive current: different algorithms may be used (varmetric, provided the coil internal losses are high enough, transient analysis, etc.).

5.2.3.2 Resonant earthed through inductance with parallel resistor (reactance earthed)

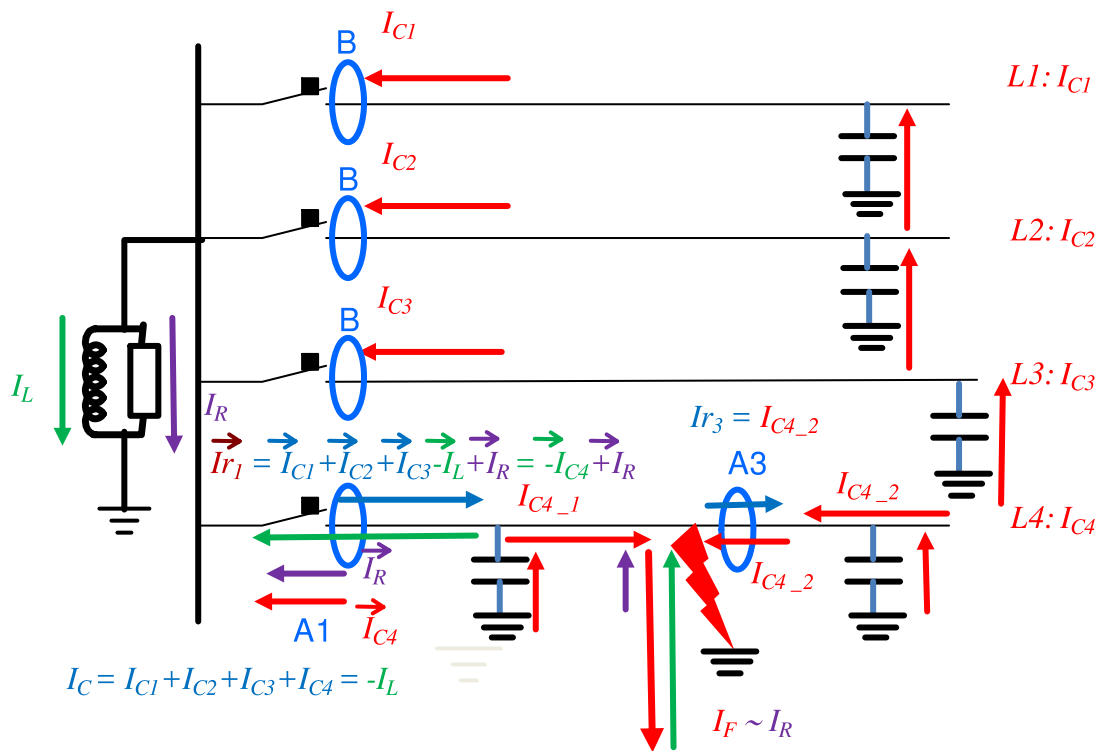
The scheme of current flow directions with reference to the orientation of residual current sensors is shown in Figure 13 and Figure 14.

The vector diagrams and symbol definitions are indicated in Figure 15.



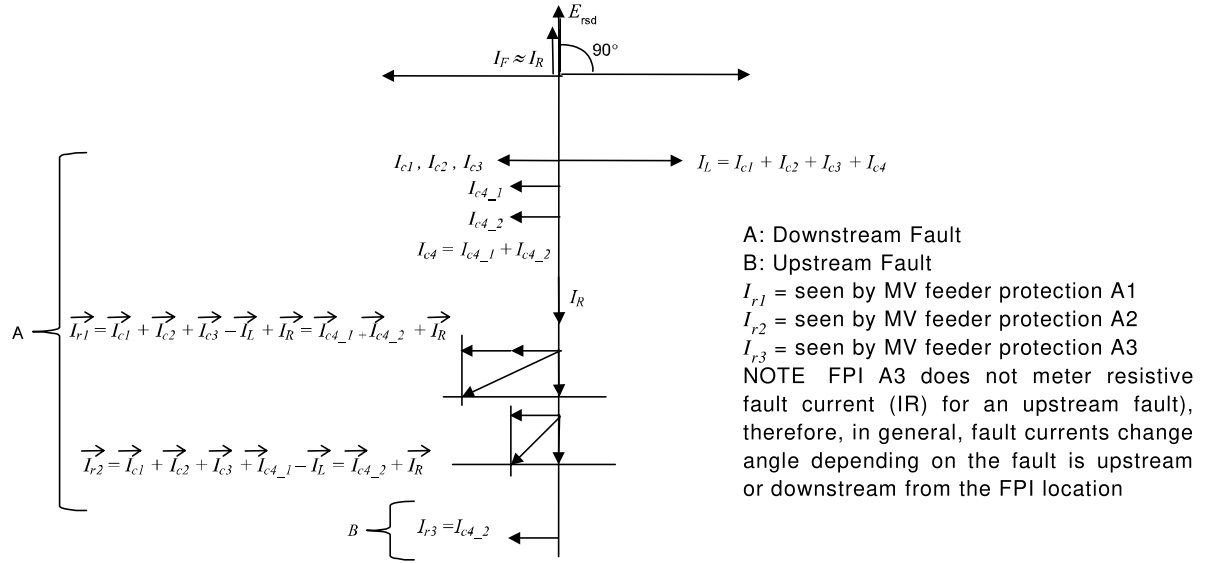
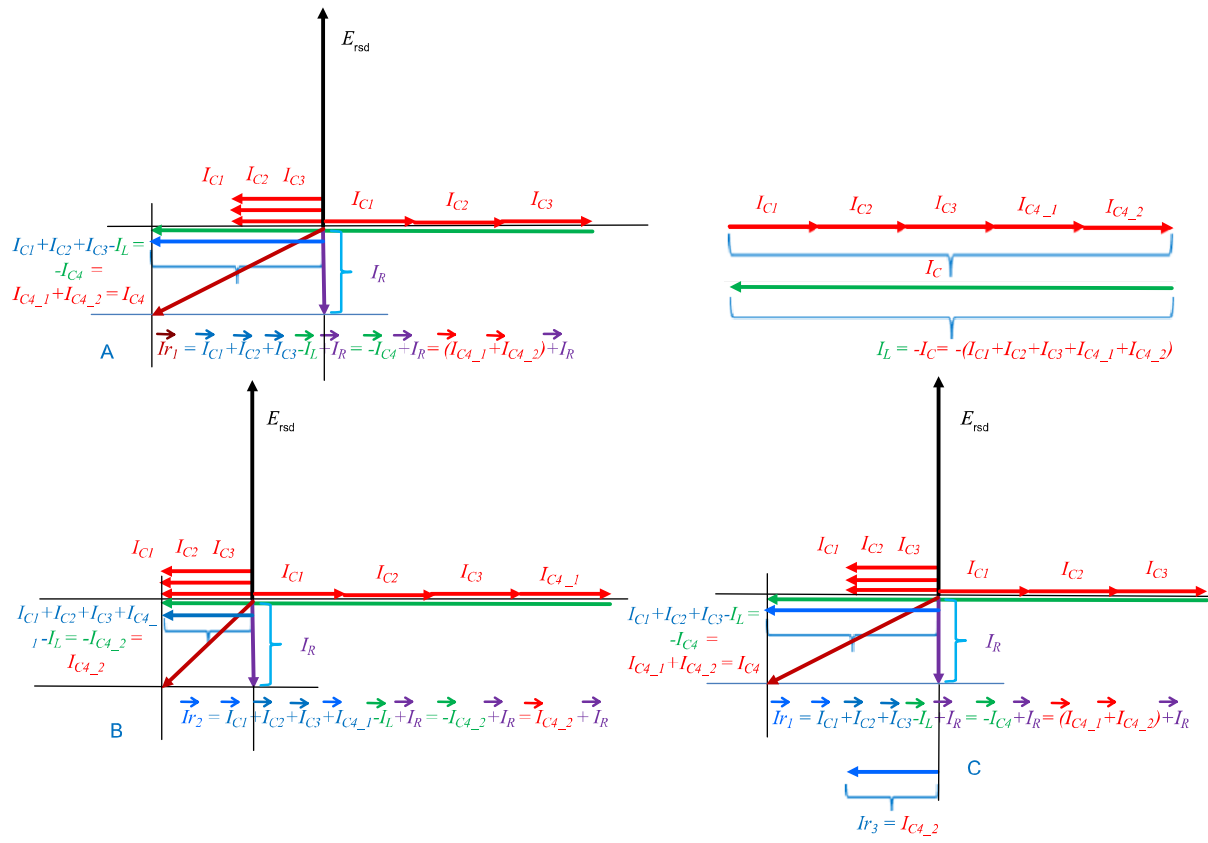
IEC

Figure 13 – Resonant earthed system with inductance and permanent parallel resistor – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location)



IEC

Figure 14 – Resonant earthed system with inductance with parallel resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location)



A: Downstream Fault
 B: Upstream Fault
 I_{r1} = seen by MV feeder protection A1
 I_{r2} = seen by MV feeder protection A2
 I_{r3} = seen by MV feeder protection A3
 NOTE FPI A3 does not meter resistive fault current (I_R) for an upstream fault), therefore, in general, fault currents change angle depending on the fault is upstream or downstream from the FPI location

IEC

Key



location of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)

- L1, L2, L3, L4 MV feeder 1, MV feeder 2, MV feeder 3, MV feeder 4
- $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ residual capacitive currents of Feeders 1, 2, 3 and 4 (equal to the sum of capacitive currents of each of the three phases of each single MV Feeder connected to the same MV busbar)
- I_F fault current = vector sum of capacitive currents ($3 \times \omega \times C_E$) $\times E$ of the network, coil inductive current I_L and coil + additional resistive current due to network losses, $\sim I_R$ in case

of coil tuned to 100 % I_C , i.e. $\vec{I}_F = \left(\vec{I}_C + \vec{I}_L \right) + \vec{I}_R$ (E = phase to earth voltage of the electric system)

I_L inductive current from the coil; $I_L = -I_C$

I_{r1} residual current measured by residual current transformer (CT) or current sensor at the beginning of Feeder 4, corresponding to vector sum of capacitive current $(I_C - I_{C4}) = ((3 \times \omega \times C_E) \times E - I_{C4})$, coil inductive current I_L and coil + additional resistive current due to network losses at zero sequence, ~ vector sum of $(-I_{C4})$, same direction as I_L , and I_R , i.e.:

$$\vec{I}_{R1} = \left[\left(\vec{I}_C - \vec{I}_{C4} \right) + \vec{I}_L \right] + \vec{I}_R \quad (E \text{ is the phase to earth voltage of the electric system})$$

$$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$$

$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$ residual capacitive current of the Feeder 4 section upstream from the FPI's/DSU's location

$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$ residual capacitive current of the Feeder 4 section downstream from the FPI's/DSU's location

I_{r2} residual current measured from FPI/DSU in the location on Feeder 4 for an earth fault downstream from the FPI/DSU, corresponding to vector sum of capacitive current $(I_C - I_{C4 \text{ downstream}}) = ((3 \times \omega \times C_E) \times E - I_{C4 \text{ downstream}})$, coil inductive current I_L and coil + additional resistive current due to network losses, ~ vector sum of $(I_C - I_{C4 \text{ downstream}})$, same direction as I_L , and I_R . $\vec{I}_{R2} = \left[\left(\vec{I}_C - \vec{I}_{C4 \text{ downstream}} \right) + \vec{I}_L \right] + \vec{I}_R$ (E = phase to earth voltage of the electric system)

I_{r3} residual current measured at the FPI/DSU in the location on Feeder 4 for an earth fault upstream from the FPI/DSU (equal to $I_{C4 \text{ downstream}}$)

I_R current through the (equivalent) parallel resistor

E_{rsd} residual voltage that equals the vector sum of the three phase to earth voltages and whose scalar value is $-3 \times |E|$, where E is the phase to earth voltage in a balanced system.

Case A: earth fault downstream from A1

Case B: earth fault downstream from A2

Case C: earth fault upstream from A3

Figure 15 – Resonant earthed system with inductance with parallel resistor system – vector diagrams related to Figure 13 and Figure 14

In case of non-directional fault detection, it is very difficult to determine fault current direction. FPI/DSU sensitivity (minimum threshold) is related to the active component of the current through the (equivalent) parallel resistor and to the capacitive current of the feeder section that is downstream from the FPI's/DSU's location.

If the contribution to earth fault current of the network downstream from the FPI's/DSU's location is comparable to or higher than that of the network upstream, only the active component of the current due to an (equivalent) parallel resistor may allow correct directional fault detection.

The active component of the current allows for FPI's/DSU's current sensitivity to be increased so that faults downstream from the FPI's/DSU's location can be detected, thus avoiding nuisance operations and providing sufficient sensitivity for high-resistance fault detection.

Directional detection from the FPI/DSU should be present. Without directional fault detection function, sensitivity may be very reduced, depending on the total value of the resistance elements in series in the fault circuit.

Here again, changes in the configuration of the network or network configurations in which a single MV feeder gives a much bigger contribution (in terms of capacitive current, with respect to all the other MV feeders) may result in inaccurate fault detections from FPIs/DSUs.

To detect the fault current directions, different algorithms may be used (wattmetric detection principle, transient analysis of first millisecond after the fault, etc.).

In case of a downstream fault and coil at 100 % of capacitive current, the current through the FPI/DSU is the vector sum of the capacitive current of the MV feeder downstream of the FPI's/DSU's location and of the neutral active current.

For coil tuned to values different from 100 % I_C , the current through the FPI/DSU is the vector sum of the capacitive/inductive current mismatch (mismatch, intentional or not, between the inductive current from the coil and the total MV network capacitive current), of the capacitive current of the MV feeder downstream from the FPI's/DSU's location and of the neutral active current.

For active current, two cases can be examined:

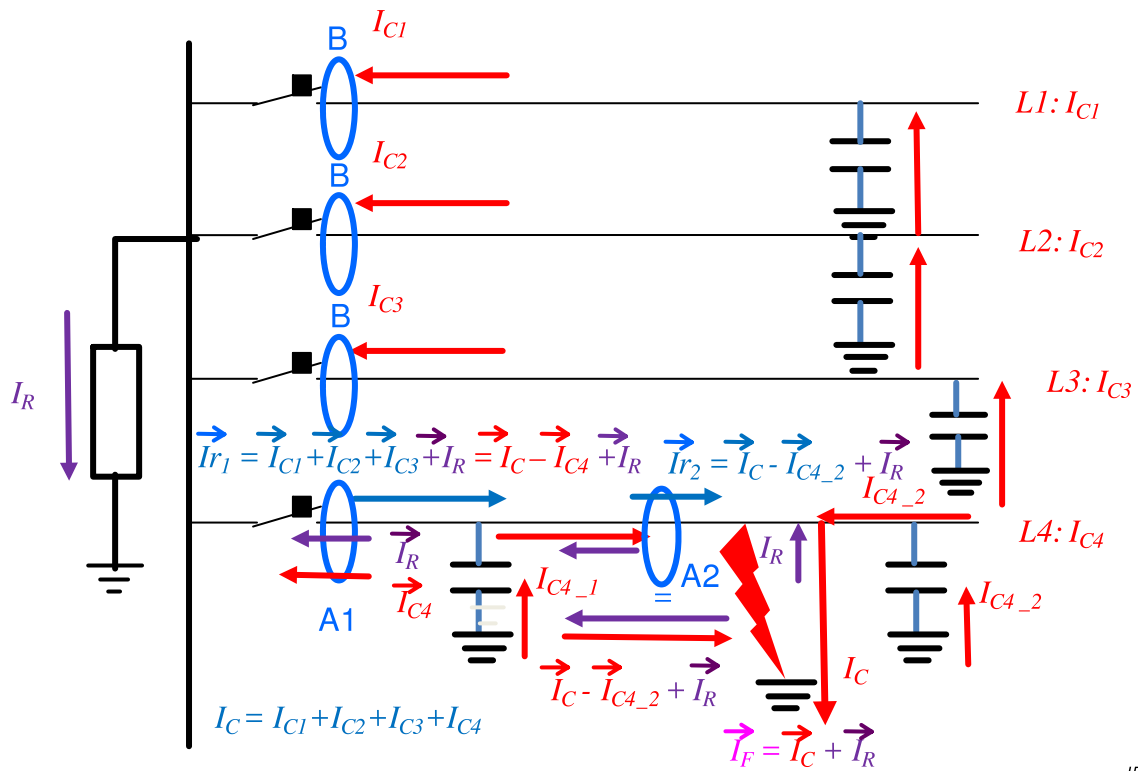
- Permanent parallel resistor: the neutral active current is relatively low (some amperes or tens of amperes), resulting in low total earth fault current. In this case, the current in the FPI/DSU is comparable to or lower than the downstream capacitive current and has the same direction (with reference to reactive component) as the fault currents in the healthy feeders (and relative FPIs/DSUs). As mistuning of the coil is usually negligible, and total current values very low, directional FPIs/DSUs are required;
- Short-term parallel resistor: when the resistor is put in service, the earth fault current increases enough to allow for directional detection. The neutral active current, in this solution, may be relatively high (see also 5.2.3.3).

To detect the fault current directions different algorithms may be used (varmetric or wattmetric detection principle, transient analysis, etc.).

5.2.3.3 Earth fault detection in resistive impedance earthed neutral (system with earthing resistor)

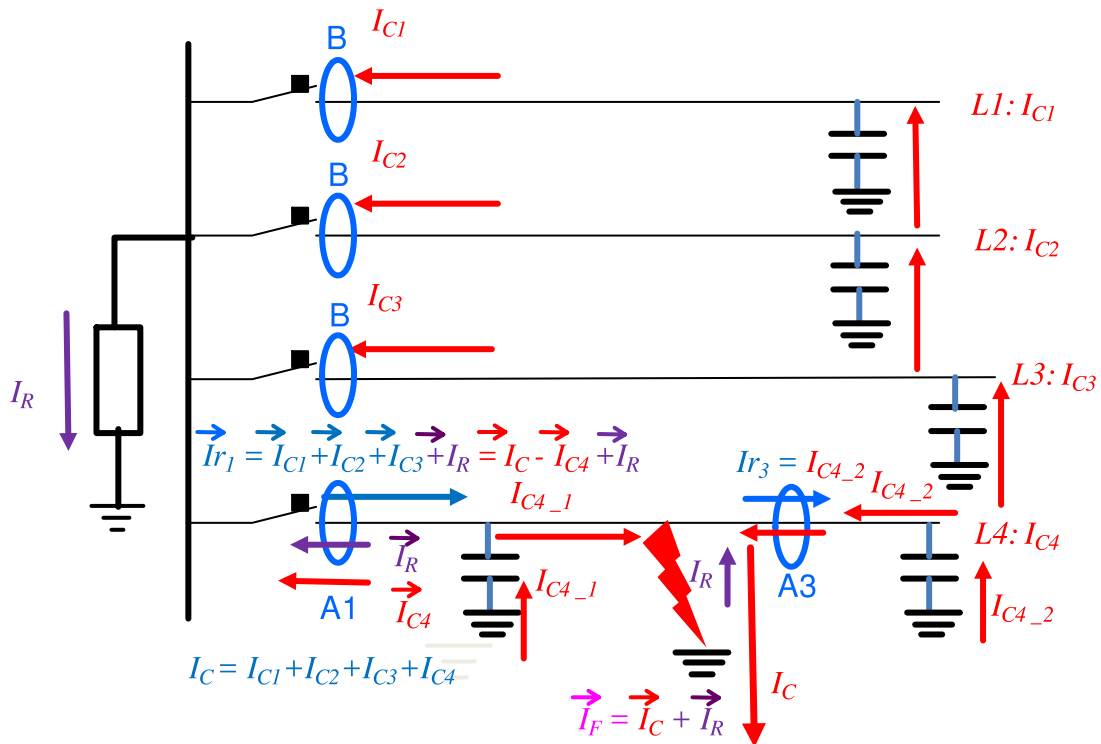
The scheme of current flow directions with reference to the orientation of residual current sensors is shown in Figure 16 and Figure 17.

The vector diagrams and symbol definitions are indicated in Figure 18.



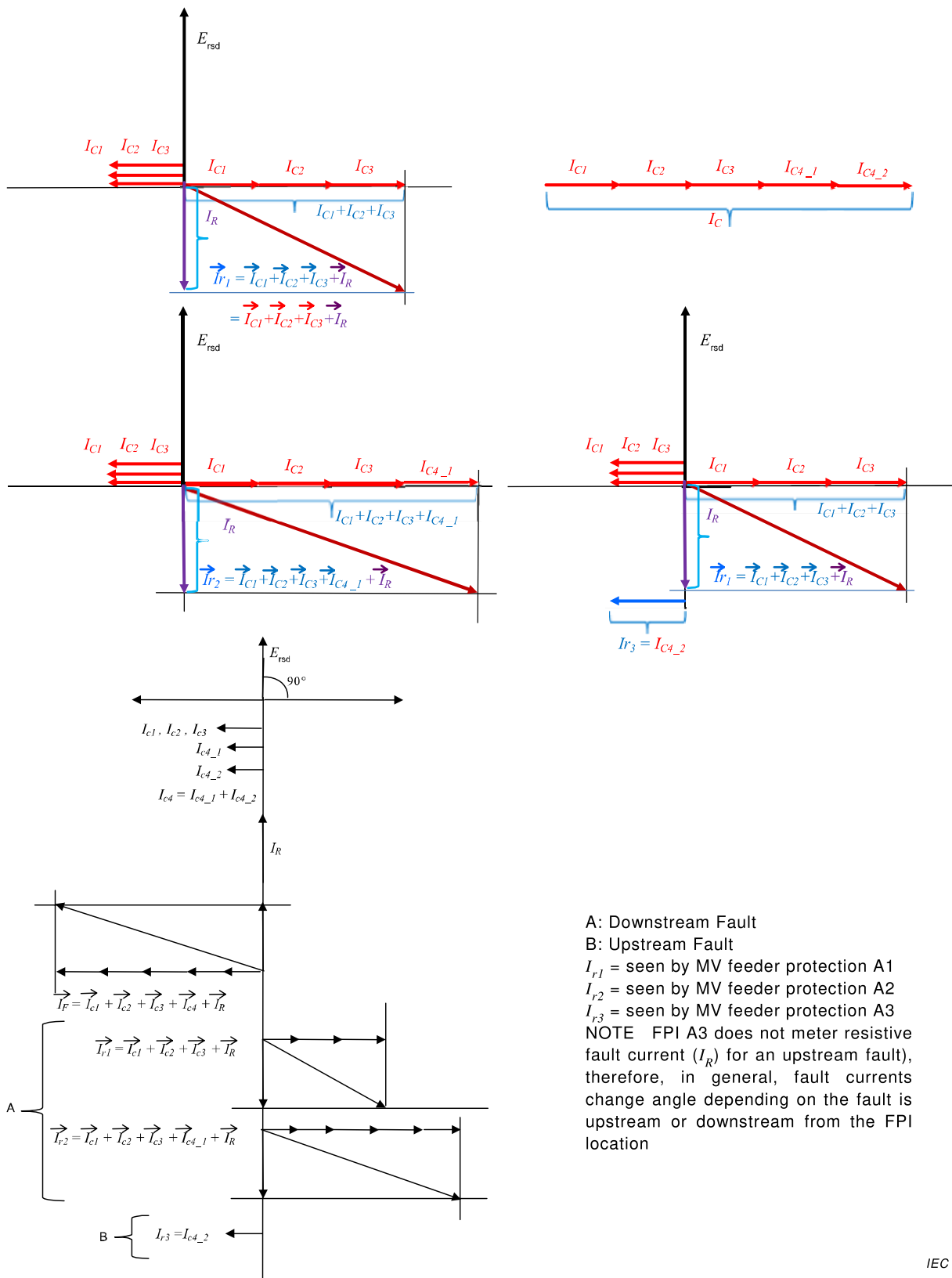
IEC

Figure 16 – Earthing resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU upstream from the fault location (fault downstream from the FPI's/DSU's location)



IEC

Figure 17 – Earthing resistor system – detection of phase to earth fault current direction from FPI/DSU downstream from the fault location (fault upstream from the FPI's/DSU's location)



IEC

Key



location of residual current transformers (CTs) (or of current sensors for measurement of residual current)

L1, L2, L3, L4

MV feeder 1, MV feeder 2, MV feeder 3, MV feeder 4

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$	residual capacitive currents of Feeders 1, 2, 3 and 4 (equal to the sum of capacitive currents of each of the three phases of each single MV Feeder connected to the same MV busbar)
I_R	current through the earthing resistor
I_F	fault current = vector sum of capacitive currents $(3 \times \omega \times C_E) \times E$ of the network and of earthing resistor resistive current, i.e.: $\vec{I}_F = \vec{I}_C + \vec{I}_R \quad (E = \text{phase to earth voltage of the electric system})$
I_{r1}	residual current measured by residual current transformer (CT) or current sensor at the beginning of Feeder 4, corresponding to vector sum of capacitive current $(I_C - I_{C4}) = ((3 \times \omega \times C_E) \times E - I_{C4})$ and earthing resistor resistive current, i.e.: $\vec{I}_{r1} = (\vec{I}_C - \vec{I}_{C4}) + \vec{I}_R \quad (E \text{ is the phase to earth voltage of the electric system})$
$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$	
$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$	residual capacitive current of the Feeder 4 section upstream from the FPI's/DSU's location
$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$	residual capacitive current of the Feeder 4 section downstream from the FPI's/DSU's location
I_{r2}	residual current measured from FPI/DSU in the location on Feeder 4 for an earth fault downstream from the FPI/DSU, corresponding to vector sum of capacitive current $(I_C - I_{C4 \text{ downstream}}) = ((3 \times \omega \times C_E) \times E - I_{C4 \text{ downstream}})$ and earthing resistor resistive current, i.e.: $\vec{I}_{R2} = (\vec{I}_C - \vec{I}_{C4 \text{ downstream}}) + \vec{I}_R \quad (E = \text{phase to earth voltage of the electric system})$
I_{r3}	residual current measured at the FPI/DSU in the location on Feeder 4 for an earth fault upstream from the FPI/DSU (equal to $I_{C4 \text{ downstream}}$)
E_{rsd}	residual voltage that equals the vector sum of the three phase to earth voltages and whose scalar value is $-3 \times E $, where E is the phase to earth voltage in a balanced system.
Case A:	earth fault downstream from A1
Case B:	earth fault downstream from A2
Case C:	earth fault upstream from A3

Figure 18 – Earthing resistor system – vector diagrams related to Figure 16 and Figure 17

As I_R is usually much higher than I_C (therefore also than $I_{C4 \text{ downstream}}$), the FPI/DSU may be non-directional, as the direction of the fault current is determined from the features of the network. FPI/DSU sensitivity (minimum threshold setting) is related only to $I_{C4 \text{ downstream}}$.

5.2.3.4 Earth fault detection in solidly earthed neutral systems

In these systems an earth fault is similar to a polyphase fault, therefore the vector diagrams are shown in 5.2.4.

Due to this, the FPI/DSU may be non-directional, as the direction of the fault current is determined from the features of the network (unless there is a large amount of DER).

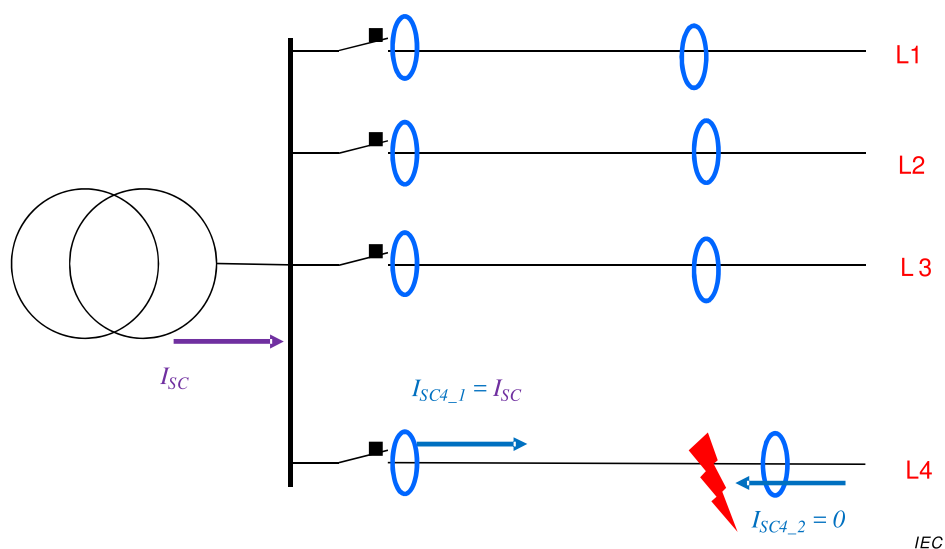
The phase of earth fault current depends on the ratio R/X of the sequence circuit.

Consequently, it can be quite different depending on the fault location – near the HV/MV TR or along the feeder – and, in the latter case, on the typology of the conductor upstream from the fault location (overhead, underground cable, etc.).

5.2.4 Overcurrent detection in absence or negligible presence of DER

5.2.4.1 Absence of DER

The circuit to be taken in consideration is shown in Figure 19.



Key

I_{sc} short circuit contribution to a fault on MV network from HV/MV TR upstream from the FPI's/DSU's location along the MV feeder

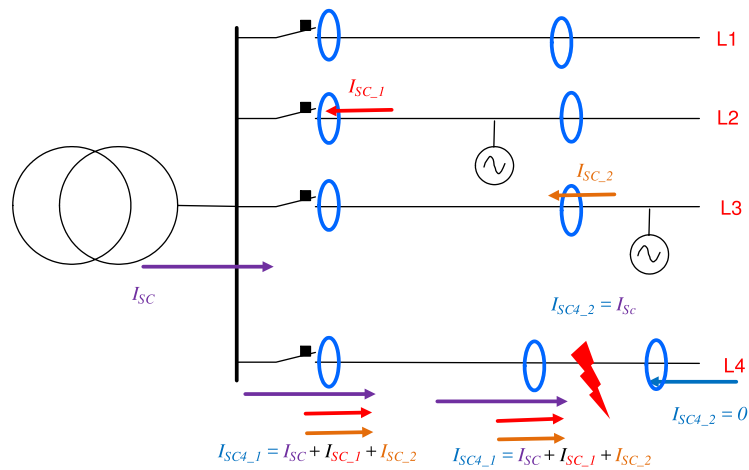
$I_{sc4_1} = I_{sc}$ for any FPI/DSU upstream from a 2 ϕ or 3 ϕ fault

$I_{sc4_2} = 0$ for any FPI/DSU downstream from a 2 ϕ or 3 ϕ fault

Figure 19 – Overcurrents in a radial network without DER – correct current detection by non-directional FPI/DSU (good sensitivity concerning overcurrent detection)

5.2.4.2 Negligible DER presence

The circuits to be taken in consideration are shown in Figure 20 and Figure 21.



IEC

Key

I_{sc} short circuit contribution to a fault on MV network from HV/MV transformer upstream from the FPI's/DSU's location along the MV feeder

$I_{SC_1} = I_{sc} + I_{sc_1} + I_{sc_2}$ for any FPI/DSU upstream from a 2 ϕ or 3 ϕ fault

$I_{SC_2} = 0$ for any FPI/DSU downstream from a 2 ϕ or 3 ϕ fault

I_{sc_1} short circuit contribution to a fault on another MV feeder from a small-medium rated power generator connected along a healthy MV feeder (lower than protection relay and FPI/DSU maximum current settings)

I_{sc_2} short circuit contribution to a fault on another MV feeder from a small-medium rated power generator connected along a healthy MV feeder (lower than both protection relay and FPI/DSU maximum current settings)

Figure 20 – Overcurrents in a radial network with negligible DER presence – correct current detection by non-directional FPI/DSU (good sensitivity concerning overcurrent detection)

For phase faults, direction of fault current is determined from the HV/MV transformer in a radial configuration with no DER or negligible DER presence. Directional FPIs/DSUs are not necessary.

5.2.5 Overcurrent detection in presence of a large amount of DER (significantly increasing short circuit current values)

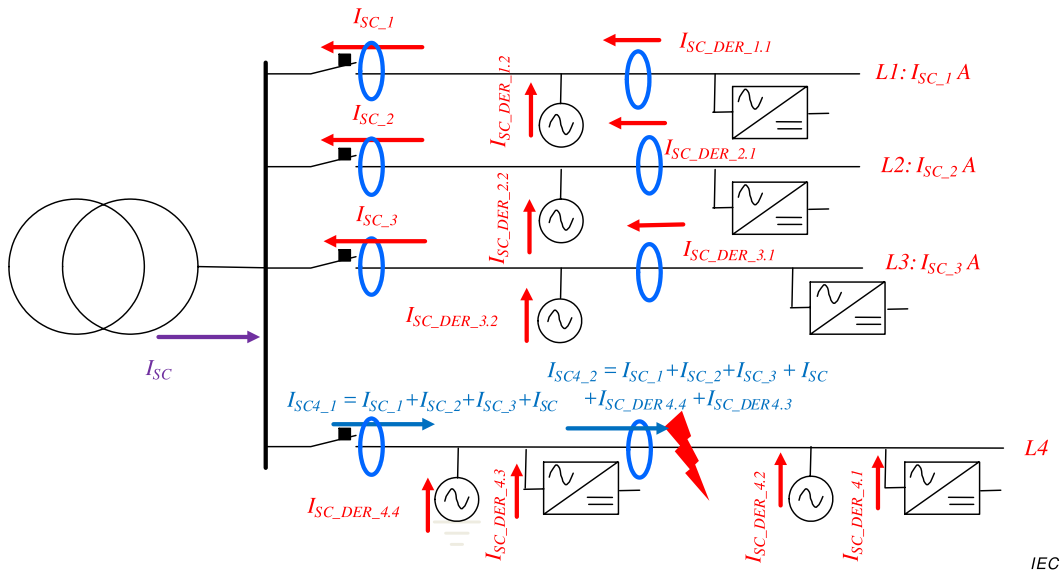


Figure 21a – FPIs/DSUs upstream from the fault location

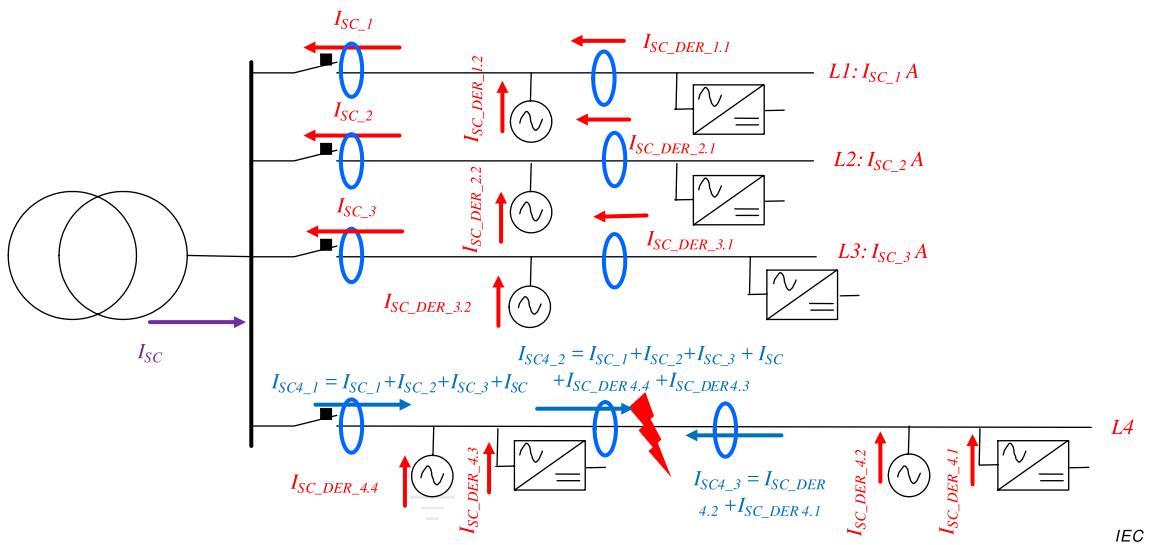


Figure 21b – FPIs/DSUs downstream from the fault location

Key



location of phase current transformers (CTs) (or of sensors for measurement of overcurrents)

I_{SC} short circuit contribution to a fault on MV network from HV/MV transformer upstream from the MV feeder protection and/or the FPI's/DSU's location along the MV feeder

$I_{SC_1}, I_{SC_2}, I_{SC_3}$ short circuit contributions to a fault on Feeder 4 from many small-medium rated power generators connected along the healthy MV feeders 1, 2 and 3 (they may be both lower or higher than protection relay and/or FPI/DSU maximum current settings)

$I_{SC4_1} = I_{SC} + I_{SC_1} + I_{SC_2} + I_{SC_3}$ detected from the MV feeder protection in case of 2 ϕ to 3 ϕ fault (it may be both lower or higher than the protection relay's maximum current settings)

$I_{SC4_2} = I_{SC} + I_{SC_1} + I_{SC_2} + I_{SC_3} + (I_{SC_DER_4.4} + I_{SC_DER_4.3})$ (contribution of DER upstream from the FPI/DSU location along Feeder 4) in case of 2ϕ to 3ϕ fault downstream from the FPI/DSU location on the MV feeder (it may be lower or higher than FPI/DSU maximum current settings)

$I_{SC4_3} = I_{SC_DER\ 4.2} + I_{SC_DER\ 4.1}$ (contribution of DER downstream from the FPI/DSU location along Feeder 4) in case of 2ϕ to 3ϕ fault upstream from the FPI/DSU location on the MV feeder (it may be lower or higher than FPI/DSU maximum current settings)

Figure 21 – Overcurrents in a radial network with a large amount of DER – unreliable fault detection by non-directional FPIs/DSUs (incorrect detection or extremely low sensitivity)

In this situation, DER contributes to short-circuit currents at any location on the distribution network supplied from the same substation bus.

Current contribution is not defined, as it is strictly related to type and features of the generator technology and grounding method, in particular, typical theoretical values are:

- synchronous, in the range from about 6 per unit (p.u.) to about 8 p.u. nominal current (subtransient reactance);
- asynchronous (with no self-excitation system), in the range from about 8 p.u. to about 10 p.u. nominal current, some tens of milliseconds;
- inverters, in the range from about 1,1 p.u. to about 1,3 p.u. nominal current, etc.

Minor effects may derive, in some cases, from the nature of the primary energy resource:

- water;
- fossils;
- wind;
- solar, etc.

and/or from the usage of the generator (related to a production cycle, combined heat and power, pure generation, etc.).

From Figure 21, it is evident that it may not be possible to have a correct detection of overcurrents with the indication of their direction, both from MV feeder protection relays and from FPIs/DSUs, due to the impact of a large amount of DER.

For overcurrent fault detection in distribution networks with a high presence of DER, directional FPIs/DSUs are necessarily required because the current contribution to the fault from DER can be comparable to the current contribution to the fault coming from the HV/MV transformer.

In case the fault is close to the FPI/DSU location, the voltage memory principle may be adopted, considering the voltage of at least one healthy phase (phase to earth or phase to phase) before the fault happens.

Annex A (informative)

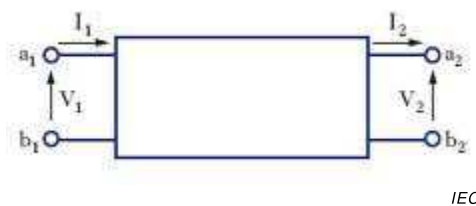
Example of a possible solution for fault detection through FPIs/DSUs on closed loop feeder

A.1 General

Annex A gives an example of a possible solution for fault detection through FPIs/DSUs on a closed loop feeder. A mathematical methodology based on double bipoles is described in order to show how to model the closed loop network. The network topology under study is obtained by closing two radial lines from the same primary substation busbar.

A.2 Double bipole model

An MV line can be represented with a concentrated parameter model. Independent of the model used, every line branch, single-phase for instance, can be assumed to be a double bipole.



IEC

Figure A.1 – Double bipole

The double bipole represented in Figure A.1 is a linear passive type.

The relation between input and output values is obtained through the linear equation below:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{A} & \dot{B} \\ \dot{C} & \dot{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_2 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix}$$

The elements of the 2×2 matrix above are specified through the telegrapher's equation for the electric lines.

In particular:

- r [Ω/km] kilometric longitudinal resistance of the line branch;
- l [H/km] kilometric longitudinal inductance of the line branch;
- c [F/km] kilometric longitudinal capacitance of the line branch;
- a [km] line length.

$$\dot{z} = r + j\omega l$$

$$\dot{y} = j\omega c \quad (\text{the transversal conductivity is neglected given well insulated lines});$$

$$\dot{z}_0 = \sqrt{\frac{\dot{z}}{\dot{y}}};$$

$$\dot{k} = \sqrt{\dot{z}\dot{y}} ;$$

$$\dot{A} = \cosh(\dot{k}a) ;$$

$$\dot{B} = \dot{z}_0 \sinh(\dot{k}a) ;$$

$$\dot{C} = \frac{1}{\dot{z}_0} \sinh(\dot{k}a) .$$

In case of single line branch, i.e. made of homogeneous material, $D = A$.

A.3 Analysis of zero-sequence values in case of fault on a line out of the closed loop

When a fault occurs in a radial operated MV network, the angle between zero-sequence voltages and currents on the healthy sections, on the same busbar of the faulty line, is exactly 90° (leading) at every point independent of neutral grounding.

On a closed loop line, in case of a fault on another line on the same busbar, the angle between zero-sequence voltages and currents deviates from 90° and such deviation depends on the point of measurement and the physical characteristics of the line.

If the above mentioned deviation is unknown, there could be problems with the setting of the FPI/DSU which could cause unintentional tripping. In the following a method to evaluate this deviation is described.

In case of zero impedance earth-fault on a line on the same busbar to which the branches of the loop are connected, the zero-sequence voltage of the zero-sequence circuit is comparable to the full phase-voltage.

The zero-sequence loop circuit is made of a series of segments (double bipoles) in cascade starting from the MV busbar up to the last segment on the same busbar (see Figure A.2). In this case the zero-sequence longitudinal and transversal impedances shall be considered.

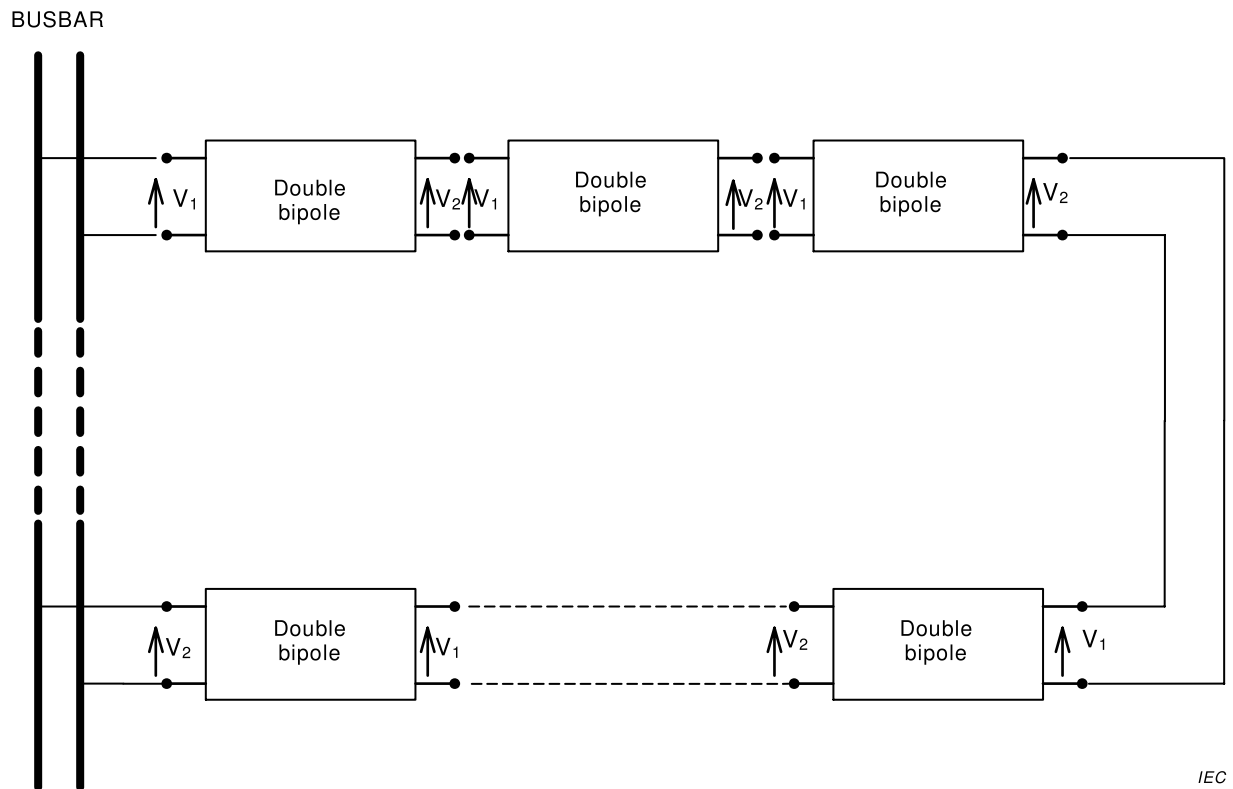


Figure A.2 – Cascade of double bipoles

Therefore, defining H_i as the complex matrix of the i -factor double bipole, the loop equivalent matrix is:

$$\dot{H} = \prod_{i=1}^N \dot{H}_i$$

where N is the number of branches.

The first thing to be evidenced is that, due to the non-homogenous branches of the matrix \dot{H}_i , $\dot{A} \neq \dot{D}$.

Zero-sequence voltages and currents, in the different sections of the loop are obtained, as a first step, by resolving the system with the two zero-sequence currents $\bar{I}_{1,rsd}$ and $\bar{I}_{2,rsd}$ flowing through the MV busbar in the two branches of the loop.

Because the two branches are connected to the same MV primary substation busbar, $\bar{V}_{1,rsd} = \bar{V}_{2,rsd} = \bar{V}_{rsd}$.

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{rsd} \\ \bar{I}_{1,rsd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{h}_{1,1} & \dot{h}_{1,2} \\ \dot{h}_{2,1} & \dot{h}_{2,2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_{rsd} \\ \bar{I}_{2,rsd} \end{bmatrix}$$

For the reasons above $\dot{h}_{1,1} \neq \dot{h}_{2,2}$, thus the currents $\bar{I}_{1,rsd}$ and $\bar{I}_{2,rsd}$, which solve the system, are not the same.

The solutions of the system are

$$\begin{aligned}\bar{I}_{2,\text{rsd}} &= \bar{V}_{\text{rsd}} \frac{(1 - \dot{h}_{1,1})}{\dot{h}_{1,2}} \\ \bar{I}_{1,\text{rsd}} &= \bar{V}_{\text{rsd}} \left(\dot{h}_{2,1} + \dot{h}_{2,2} \frac{1 - \dot{h}_{1,1}}{\dot{h}_{1,2}} \right)\end{aligned}$$

Once the currents at the beginning and at the end of the loop are known, it is possible to determine the currents in every section through a reverse procedure. In particular, if zero-sequence voltages and currents downstream from the branch j are calculated, the solution is given by the following relation.

Therefore, $\bar{V}_{j,\text{rsd}}$ and $\bar{I}_{j,\text{rsd}}$ are the zero-sequence voltage and currents of the double bipole j :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{j,\text{rsd}} \\ \bar{I}_{j,\text{rsd}} \end{bmatrix} = \left(\prod_{i=0}^{i=j-1} \dot{H}_{j-1}^{-1} \right) \begin{bmatrix} \bar{V}_{\text{rsd}} \\ \bar{I}_{1,\text{rsd}} \end{bmatrix}$$

A.4 Analysis in case of fault on the closed-loop

In case of fault on the loop, known data or parameters of the asset of the MV network to be calculated should be defined.

The following relations give two approximations of the zero-sequence voltage on the MV busbar of the primary substation and of the fault current at fault location. Such relations are valid both in the case of insulated neutral and in the case of neutral connected to ground through an impedance. With the following parameters:

- \dot{Z}_N impedance between neutral point and ground (in case of insulated neutral, is ∞);
- $\bar{V}_{SB,\text{rsd}}$ zero-sequence MV busbar voltage;
- C total phase to ground capacitance of the MV network,

the following relation is given:

$$\bar{V}_{SB,\text{rsd}} = \frac{-\dot{Z}_N \bar{E}_j}{\dot{Z}_N + R_F(1 + 3j\omega C \dot{Z}_N)}$$

\bar{E}_j being the phase voltage of the faulted phase,

$$\bar{I}_g = \frac{\bar{E}_j(1 + 3j\omega C \dot{Z}_N)}{\dot{Z}_N + R_F(1 + 3j\omega C \dot{Z}_N)}$$

In case of ground fault with $R_F = 0$ (where R_F is the fault resistance), we get

$$\bar{V}_{SB,\text{rsd}} = -\bar{E}_j$$

$$\vec{I}_g = \frac{\vec{E}_j(1+3j\omega C\dot{Z}_N)}{\dot{Z}_N} .$$

If the fault occurs between branches s and $s+1$ of a loop made of N branches shown in Figure A.3, the electric circuit may be simplified to the equivalent one shown in Figure A.4.

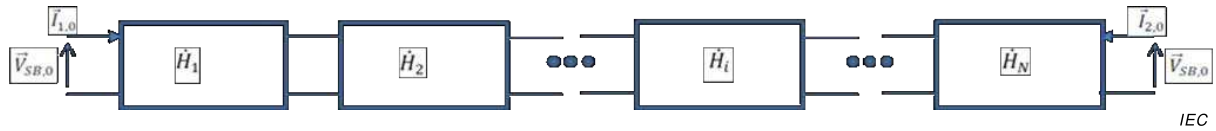


Figure A.3 – Closed loop double bipoles

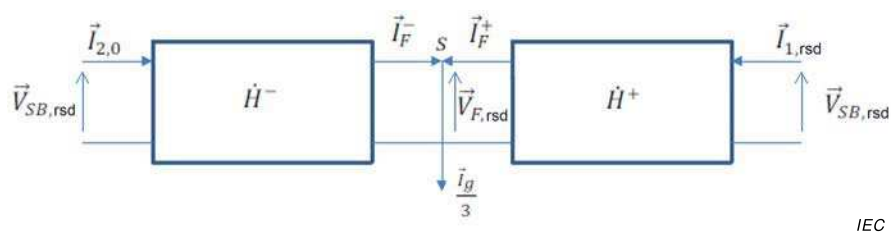


Figure A.4 – Equivalent model in case of fault

where

$\vec{V}_{F,rsd}$ is the zero-sequence voltage at fault;

\vec{I}_F^+ is the zero-sequence current from primary substation busbar through the right side of the loop;

\vec{I}_F^- is the zero-sequence current from primary substation busbar through the left side of the loop;

$\vec{I}_{1,rsd}$ is the zero-sequence current measured at primary substation of line 1 of the loop;

$\vec{I}_{2,rsd}$ is the zero-sequence current measured at primary substation of line 2 of the loop;

\dot{H}^+ is the 2×2 impedance matrix through the MV busbar of right side branch, given by:

$$\dot{H}^+ = \prod_{i=1}^{i=s} \dot{H}_i$$

\dot{H}^- is the 2×2 impedance matrix through the MV busbar of left side branch, given by

$$\dot{H}^- = \prod_{i=N}^{i=s-1} \dot{H}_i .$$

The following equations can be defined:

$$\frac{\vec{I}_g}{3} = \vec{I}_F^+ + \vec{I}_F^-$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{SB,rsd} \\ \vec{I}_{1,rsd} \end{bmatrix} = \dot{H}^+ \begin{bmatrix} \vec{V}_{F,rsd} \\ \vec{I}_F^+ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{SB,rsd} \\ \vec{I}_{2,0} \end{bmatrix} = \dot{H}^- \begin{bmatrix} \vec{V}_{F,rsd} \\ \vec{I}_F^- \end{bmatrix}$$

These equations yield to a linear system with 5 unknown factors: $\vec{V}_{F,rsd}$, \vec{I}_F^+ , \vec{I}_F^- , $\vec{I}_{1,rsd}$, $\vec{I}_{2,rsd}$, to which the solution gives the values of the zero-sequence voltages and currents in the faulty section of the loop.

The solution is given by:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{F,rsd} \\ \vec{I}_F^+ \\ \vec{I}_F^- \\ \vec{I}_{1,rsd} \\ \vec{I}_{2,rsd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{h}_{1,1}^+ & \dot{h}_{1,2}^+ & 0 & 0 & 0 \\ \dot{h}_{2,1}^+ & \dot{h}_{2,2}^+ & 0 & -1 & 0 \\ \dot{h}_{1,1}^- & 0 & \dot{h}_{1,2}^- & 0 & 0 \\ \dot{h}_{2,1}^- & 0 & \dot{h}_{2,2}^- & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \vec{V}_{SB,rsd} \\ 0 \\ \vec{V}_{SB,rsd} \\ 0 \\ \frac{\vec{I}_g}{3} \end{bmatrix}$$

With such values it is possible to retrieve the values of the zero-sequence voltages and currents in every section of the loop with the above described method in case of fault to ground on a line out of the loop

A.5 Example of on-field application

Detailed information about on-field application example of FPI/DSU installation, consisting of a permissive overreach (PO) pilot relaying scheme with directional overcurrent relays for both phase and ground faults in a MV closed-loop line, operated with ungrounded or compensated neutral can be found in [11], in which relevant zero-sequence quantities are studied and changes to relay settings are proposed and verified by detailed simulations.

Annex B (informative)

Example of fault detection coordination technique among FPIs/DSUs and MV feeder protection relays

B.1 Autonomous fault detection confirmation from FPIs/DSUs

In this case both FPIs/DSUs and protection relays upstream from these should have the same fault detection capability (fault detection methods) and sensitivity. No intentional coordination among protection relays and FPIs/DSUs is present, neither by any communication among the devices involved, nor through other methods (e.g. voltage or current absence). This, in case of faults close to the sensitivity threshold of FPIs/DSUs and/or protection relays, could result in different behaviours from the devices, with possible problems in fault location, despite the location being performed by personnel in field or by an automation system.

Advantages of the solution: the circuit breaker tripping may not be necessary to confirm the fault presence, therefore allowing MV network automation solutions to result in a lower number of operations from the CB and in a lower number of interruptions affecting customers on healthy sections of the feeder upstream from the faulted one. This aspect may be important if any regulation exists concerning quality of supply (number of interruptions).

Disadvantages of the solution: a very good coordination regarding fault detection among MV protection relays and FPIs/DSUs has to be present. This is more likely to be achieved by adopting both for FPIs/DSUs and protection relays the same fault detection principles and by regulating the settings in such a way as to result in the same sensitivity.

In Figure B.1 a correct fault detection is shown. FPIs/DSUs and MV feeder protection relays detect the fault downstream from their location. The time needed for FPIs/DSUs to detect the fault need not be strictly close to that needed by the MV feeder protection relay, provided the maximum fault detection time from every FPI/DSU upstream from the fault is always shorter than the time required for CB opening.

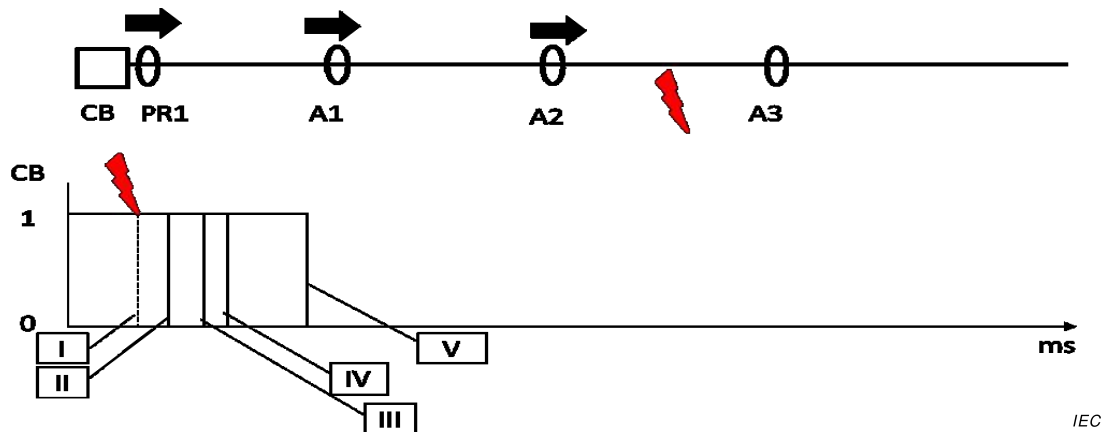
Furthermore, fault detection times from different FPIs/DSUs may differ from each other. For instance, A3 (FPI/DSU 3) may detect the fault in a shorter time than A2 (FPI/DSU 2).

Finally, the minimum time needed for fault detection from FPIs/DSUs depends on the purpose of this detection.

If only signalling is required, FPIs/DSUs may be faster than the protection relay in fault detection, especially if detection of transient faults is required. Nuisance fault detection may be expected.

If signals from FPIs/DSUs are used for other purposes, for instance MV network automation, the fault detection by the FPIs/DSUs should not happen before the fault detection by PR1 (protection relay operating on MV feeder circuit breaker), whether the circuit breaker opens or not.

In the situation shown in Figure B.1, both people in the control room (if any) and personnel in field can follow the fault current path using FPI/DSU indication and localize correctly the fault in the section between A3 (FPI/DSU 3) (the nearest to the fault location, but upstream from it) and A4 (FPI/DSU 4) (the nearest to the fault location, but downstream from it).



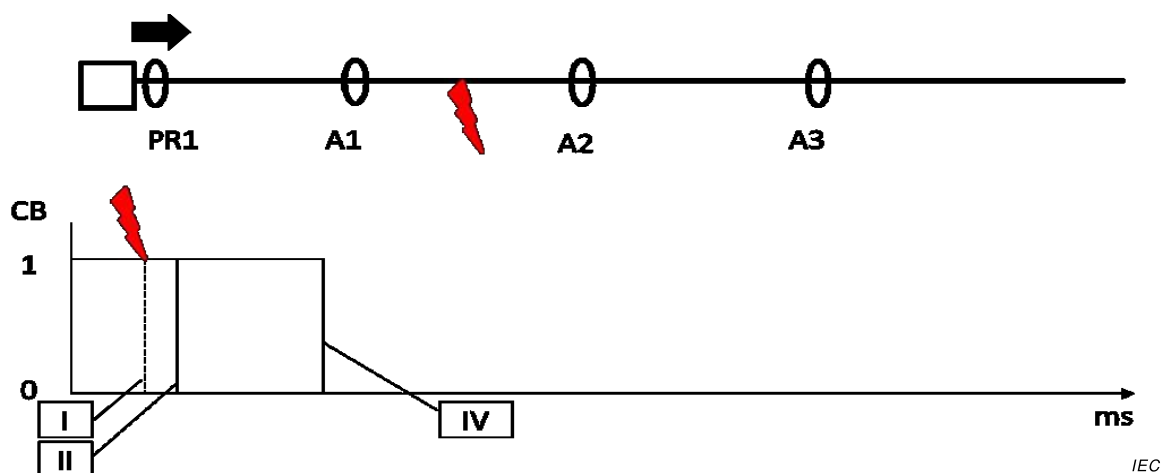
Key

- CB MV feeder circuit breaker
- PR1 protection relay operating on MV feeder circuit breaker
- A1 FPI/DSU 1
- A2 FPI/DSU 2
- A3 FPI/DSU 3
- 0 MV feeder circuit breaker status OPEN
- 1 MV feeder circuit breaker status CLOSED
- I fault appearance
- II fault detection from protection relay PR1
- III fault detection from A1 (FPI/DSU 1)
- IV fault detection from A2 (FPI/DSU 2) and A3 (FPI/DSU 3) (these times may also differ from each other, according to FPI/DSU behaviour or manufacturing, provided they are all shorter than time V)
- V CB tripping due to PR1 operation

Figure B.1 – Correctly coordinated fault selection among FPIs/DSUs and protection relay

In Figure B.2, an incorrect fault detection is shown. A1 (FPI/DSU A1) does not detect the fault, while PR1 does. The different behaviour is not due to a fault of the FPI/DSU (always possible), but to different behaviour due to different fault detection algorithms, setting, detection timings, etc.

In the situation shown in Figure B.2, both people in the control room (if any) and personnel in field cannot follow the fault current path using FPI/DSU indication, as it is impossible to decide, without further tests, where the fault is located along the MV feeder.

**Key**

- CB MV feeder circuit breaker
- PR1 protection relay operating on MV feeder circuit breaker
- A1 FPI/DSU 1
- A2 FPI/DSU 2
- A3 FPI/DSU 3
- 0 MV feeder circuit breaker status OPEN
- 1 MV feeder circuit breaker status CLOSED
- I fault appearance
- II fault detection from protection relay PR1
- IV CB tripping due to PR1 operation

Figure B.2 – Incorrectly coordinated selection among FPIs/DSUs and protection relay. Case 1

In Figure B.3 another incorrect fault detection is shown. A1 (FPI/DSU A1) does not detect the fault, while PR1 and A2 (FPI/DSU 2) do. The different behaviour is not due to a fault of the FPI/DSU (always possible), but to different behaviour due to different fault detection algorithms, setting, detection timings, etc.

Without these additional tests, the fault may be considered either to be located between protection relay PR1 and A1 (FPI/DSU 1) (with a contemporaneous nuisance fault detection from A2 (FPI/DSU 2) or between A2 (FPI/DSU 2) and A3 (FPI/DSU 3), considering that operation of A1 (FPI/DSU 1) is not coordinated with respect to PR1 and A2/A3 (FPIs/DSUs A2/A3).

Both people in the control room (if any) and personnel in field cannot follow the fault current path using FPI/DSU indication, as it is impossible to decide, without further tests, which FPI/DSU (A1 or A2), gives an incorrect indication.

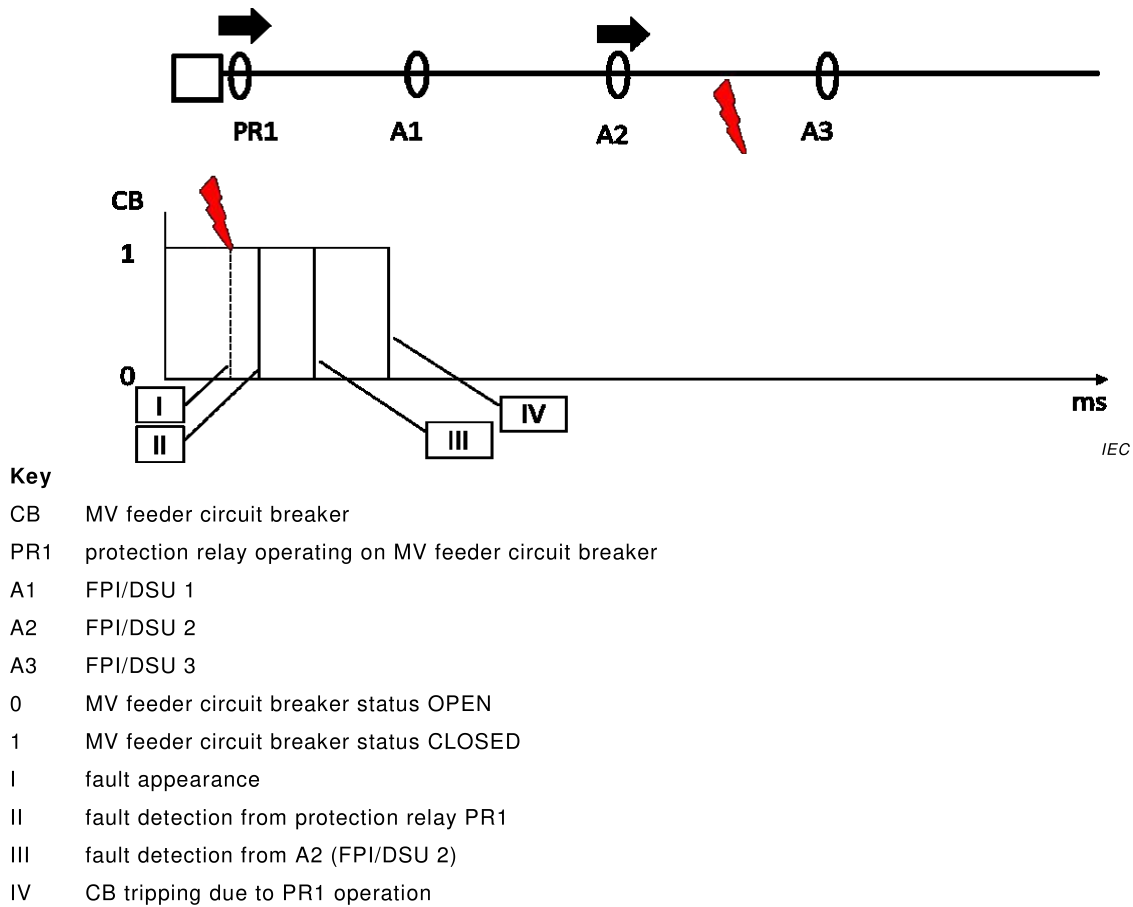


Figure B.3 – Incorrectly coordinated fault selection among FPIs/DSUs and protection relay. Case 2

B.2 Fault detection confirmation from FPIs/DSUs through voltage presence/absence detection

With this solution, the coordination among FPIs/DSUs and the MV protection relay at the beginning of the MV feeder is guaranteed by the protection relay itself.

FPIs/DSUs may have higher sensitivity with respect to MV feeder protections, nuisance fault detections from FPIs/DSUs may happen, as well as faster ones, but negative consequences are avoided because any action related tripping to personnel in field or to feeder automation systems will be related to the circuit breaker tripping, caused by the protection relay tripping.

Advantages of the solution: no need for very good coordination of fault detection among MV protection relay and FPIs/DSUs. Different fault detection algorithms may be adopted provided FPIs/DSUs always have a higher sensitivity than the MV feeder protection relay.

Disadvantages of the solution: circuit breaker operation is always needed for fault confirmation and any related action, both automatic and from personnel in the control room or in field. A higher number of interruptions therefore affects customers, whether they are connected to a healthy or faulted section of MV feeder. This aspect may be important if any regulation exists concerning quality of supply (number of interruptions).

Bibliography

- [1] IEC 60044-7, *Instrument transformers – Part 7: Electronic voltage transformers*
 - [2] IEC 60044-8, *Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers*
 - [3] IEC 60721-3-4, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Section 4: Stationary use at non-weather protected locations*
 - [4] IEC 60870-5-101, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks*
 - [5] IEC 60870-5-104, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*
 - [6] IEC 61850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)*
 - [7] IEC 61850-7-3, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes*
 - [8] IEC 61869-1, *Instrument transformers – Part 1: General requirements*
 - [9] IEC 61869-4, *Instrument transformers – Part 4: Additional requirements for combined transformers*
 - [10] IEC 61869-6, *Instrument transformers – Part 6: Additional general requirements for low power instrument transformers*
 - [11] *Ground fault protection in ENEL Distribuzione's experimental MV Loop Line. A. Capasso **, *R. Calone †*, *R. Lama †*, *S. Lauria **, *A. Santopaolo **. **Sapienza' University of Rome, Italy (stefano.lauria@uniroma1.it), †ENEL Distribuzione, Italy
-

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	53
INTRODUCTION	55
1 Domaine d'application	57
2 Références normatives	57
3 Termes, définitions, abréviations et symboles.....	57
3.1 Termes et définitions relatifs au traitement du point neutre	58
3.2 Abréviations et symboles	58
4 Choix des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts	58
4.1 Généralités	58
4.2 FPI/DSU pour réseaux à neutre isolé	58
4.2.1 Détection de défauts à la terre.....	58
4.2.2 Détection de défauts polyphasés	59
4.3 FPI/DSU pour réseaux compensés par bobine d'extinction.....	59
4.3.1 Détection de défauts à la terre.....	59
4.3.2 Détection de défauts polyphasés	60
4.4 FPI/DSU pour réseaux à neutre directement à la terre (réseaux avec faible impédance des neutres).....	60
4.5 FPI/DSU pour réseaux à neutre non directement mis à la terre (réseaux à neutre non directement mis à la terre résistifs).....	61
4.5.1 Détection de défauts à la terre.....	61
4.5.2 Détection de défauts polyphasés	61
4.6 FPI/DSU pour réseaux avec présence importante de DER	61
4.7 Récapitulatif des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts	61
5 Principes de détection de défauts selon les types de réseaux et de défauts	63
5.1 Généralités	63
5.2 Détection de défauts à la terre et traitement des points neutres	67
5.2.1 Généralités.....	67
5.2.2 Détection de défauts à la terre dans les réseaux à neutre isolé	67
5.2.3 Détection de défauts à la terre dans les réseaux compensés par bobine d'extinction	73
5.2.4 Détection de surintensités en l'absence ou avec présence négligeable de DER.....	84
5.2.5 Détection de surintensités avec présence importante de DER (augmentation significative des valeurs de courant de court-circuit).....	86
Annexe A (informative) Exemple d'une solution possible de détection de défauts traversant les FPI/DSU sur une ligne en boucle fermée	88
A.1 Généralités	88
A.2 Modèle de bipôles doubles.....	88
A.3 Analyse des valeurs homopolaires en cas de défaut sur une ligne extérieure à la boucle fermée	89
A.4 Analyse en cas de défaut dans la boucle fermée.....	91
A.5 Exemples d'application sur le terrain.....	93
Annexe B (informative) Exemple de technique de coordination de détection de défauts par les FPI/DSU et relais de protection de la ligne MT	94
B.1 Confirmation de détection de défauts autonome par les FPI/DSU.....	94

B.2	Confirmation de détection de défauts par les FPI/DSU via la détection de la présence ou l'absence de tension	97
	Bibliographie.....	98
	Figure 1 – Architecture générale d'un FPI	56
	Figure 2 – Diagramme triphasé général d'un défaut à la terre dans un réseau à neutre isolé	65
	Figure 3 – Diagramme triphasé général d'un défaut à la terre dans un réseau à neutre directement à la terre (exemple 2)	66
	Figure 4 – Réseau à neutre isolé – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)	67
	Figure 5 – Réseau à neutre isolé – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)	68
	Figure 6 – Réseau à neutre isolé – diagrammes vectoriels correspondant aux Figure 4 et Figure 5	69
	Figure 7 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut en aval des FPI/DSU A4-2	70
	Figure 8 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut en aval des FPI/DSU A4-1 et en amont des FPI/DSU A4-2	71
	Figure 9 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut sur le jeu de barres MT (en amont de tous les FPI/DSU).....	72
	Figure 10 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU).....	74
	Figure 11 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU).....	74
	Figure 12 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – diagrammes vectoriels correspondant aux Figure 10 et Figure 11.....	76
	Figure 13 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle permanente – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)	77
	Figure 14 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)	77
	Figure 15 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle – diagrammes vectoriels désignés à la Figure 13 et à la Figure 14	79
	Figure 16 – Réseau avec résistance de mise à la terre – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU).....	81
	Figure 17 – Réseau avec résistance de mise à la terre – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)	81
	Figure 18 – Réseau avec résistance de mise à la terre – diagrammes vectoriels désignés à la Figure 16 et à la Figure 17	83

Figure 19 – Surintensités dans un réseau radial sans DER – détection correcte des courants par les FPI/DSU non directionnels (sensibilité satisfaisante concernant la détection de surintensités) 84

Figure 20 – Surintensités dans un réseau radial avec présence négligeable de DER – détection correcte des courants par les FPI/DSU non directionnels (sensibilité satisfaisante concernant la détection de surintensités)..... 85

Figure 21 – Surintensités dans un réseau radial avec présence importante de DER – détection inexacte de défauts par les FPI/DSU non directionnels (détection médiocre ou sensibilité extrêmement faible)..... 87

Figure A.1 – Bipôle double..... 88

Figure A.2 – Bipôles doubles en cascade..... 90

Figure A.3 – Bipôles doubles en boucle fermée 92

Figure A.4 – Modèle équivalent en cas de défaut..... 92

Figure B.1 – Détection de défauts correctement coordonnée entre les FPI/DSU et le relais de protection 95

Figure B.2 – Détection de défauts coordonnée de manière incorrecte entre les FPI/DSU et le relais de protection. Cas 1 96

Figure B.3 – Détection de défauts coordonnée de manière incorrecte entre les FPI/DSU et le relais de protection. Cas 2..... 97

Tableau 1 – Récapitulatif des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts 62

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

CAPTEURS OU DÉTECTEURS DE COURANT ET DE TENSION, À UTILISER POUR INDiquer LE PASSAGE D'UN COURANT DE DÉFAUT –

Partie 2: Aspects systèmes

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC 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, l'IEC – 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 l'IEC"). 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 l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC 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 l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC 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 l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC 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 l'IEC. L'IEC 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 l'IEC, 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 l'IEC, 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 l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, 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 l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC 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 présente Norme internationale IEC 62689-2 a été établie par le comité d'études 38 de l'IEC: Transformateurs de mesure.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
38/504/FDIS	38/511/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/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62689, publiées sous le titre général *Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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 l'IEC 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.

INTRODUCTION

0.1 Généralités

La série IEC 62689 est une norme de famille de produits applicable aux capteurs ou aux détecteurs de courant et de tension à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut par les dispositifs ou fonctions adaptés. En fonction de leurs performances, il s'agit d'indicateurs de passage de courant de défaut (FPI, *fault passage indicator*) ou d'unités de poste de distribution (DSU, *distribution substation unit*).

Différents termes sont utilisés pour désigner les FPI en fonction de la région du monde et des fonctionnalités concernant leurs capacités à détecter différents types de défauts, par exemple:

- détecteur de défauts;
- capteur intelligent;
- indicateur de circuit défaillant (FCI, *faulted circuit indicator*);
- indicateur de court-circuit (SCI, *short circuit indicator*);
- indicateur de défaut à la terre (EFI, *earth fault indicator*);
- FCI monté sur le point d'essai;
- une combinaison des éléments ci-dessus.

Les versions les plus simples, qui n'utilisent que des signaux/des informations locales et/ou des communications locales, sont appelées FPI, alors que les versions très évoluées sont nommées DSU. Les DSU sont explicitement conçues pour les réseaux intelligents et basées sur les protocoles de communication de l'IEC 60870-5 et de l'IEC 61850. Contrairement aux transformateurs de mesure, les technologies de communication numérique évoluent continuellement, et vont selon toute vraisemblance continuer à évoluer dans les prochaines années.

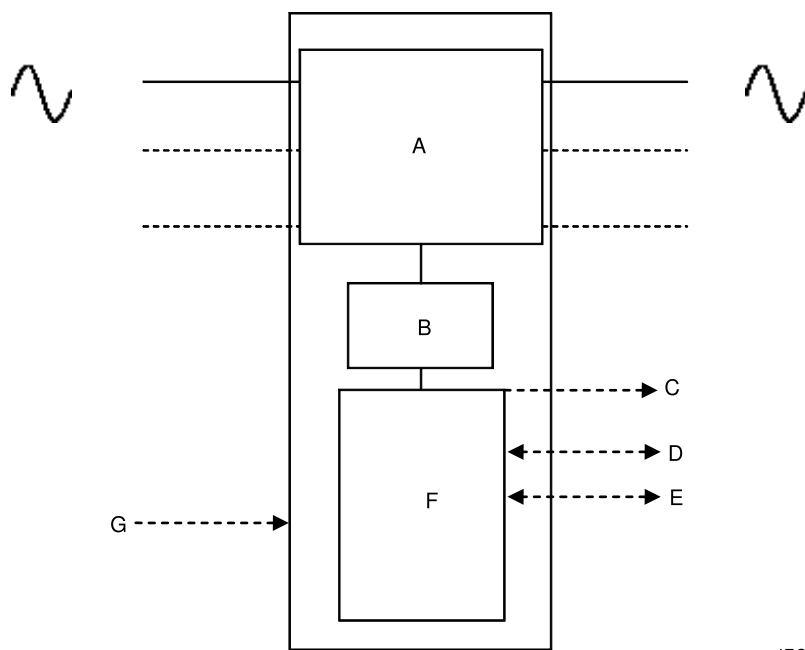
L'intégration beaucoup plus approfondie de l'électronique et des transformateurs de mesure doit être menée à une grande échelle; en effet, ce type de matériel n'est pas encore très répandu dans l'industrie.

La DSU, en dehors des fonctions de base du FPI, peut également intégrer des fonctions auxiliaires, par exemple:

- détection de la présence ou de l'absence de tension pour automatisation du réseau MT, avec et sans sources d'énergie distribuée (ne s'applique ni à la confirmation de défaut, qui peut être une fonction FPI de base, selon la méthode de détection de défauts adoptée, ni aux aspects relatifs à la sécurité, qui sont couverts par l'IEC 61243-5);
- mesure de la tension, de l'intensité et de la puissance active et réactive, etc., pour différentes applications, par exemple l'automatisation du réseau MT, la surveillance des flux de puissance, etc.;
- gestion des réseaux intelligents (par exemple, contrôle de la tension et exploitation d'îlotage non souhaité) via une interface adaptée avec des générateurs distribués (DER) locaux;
- sortie locale des informations collectées via des interfaces adaptées;
- transmission à distance des informations collectées;
- autres.

Un schéma FPI général est décrit à la Figure 1.

Une DSU peut avoir un schéma beaucoup plus complexe.



IEC

Légende:

- A: Capteurs de courant (et, si nécessaire, de tension). 1 ou 3 phases peuvent être surveillées.
- B: Transmission des signaux entre les capteurs et l'électronique.
- C: Indications locales (lampes, LED, indicateurs, etc.).
- D: Entrées/sorties analogiques, numériques et/ou de communication pour les commandes/communications à distance (filaire et/ou sans fil).
- E: Connexions aux appareils de terrain.
- F: Unité de traitement du signal, de calcul et d'indication (CPIU) de signal.
- G: Alimentation.

Les capteurs de courant peuvent détecter les passages de courant de défaut sans nécessiter de connexion galvanique aux phases (par exemple dans le cas de capteurs de courant pour câble ou de capteur de terrain magnétique).

Toutes les parties ou fonctions énumérées ci-dessus ne doivent pas être incluses dans le FPI, en fonction de la complexité et de la technologie de ce dernier. En revanche, au moins l'une des fonctions C ou D doit être présente.

Figure 1 – Architecture générale d'un FPI

0.2 Position de la présente norme par rapport à la série IEC 61850

La série IEC 61850 est destinée à être utilisée pour la communication et les réseaux de la régie d'électricité.

La série IEC 62689 introduira également un espace de nom dédié afin de prendre en charge l'intégration de FPI/DSU dans l'automatisation des réseaux de la régie d'électricité.

Elle définit en outre les bons modèles de données, ainsi que différents profils d'interfaces de communication, afin de prendre en charge les différents cas d'utilisation de ces FPI/DSU.

Certains de ces cas d'utilisation reposent sur le "concept" de poste étendu, destiné à la communication entre les dispositifs électroniques intelligents (IED, *intelligent electronic devices*) via l'IEC 61850 le long des lignes MT et dans le poste principal, pour les versions de FPI (et donc de DSU) les plus sophistiquées (pour les applications de réseaux intelligents, par exemple). Ce profil peut ne pas être limité aux dispositifs FPI/DSU, mais peut couvrir des fonctionnalités nécessaires pour prendre en charge les extensions de ces postes le long de la ligne MT connectée au poste principal.

CAPTEURS OU DÉTECTEURS DE COURANT ET DE TENSION, À UTILISER POUR INDICUER LE PASSAGE D'UN COURANT DE DÉFAUT –

Partie 2: Aspects systèmes

1 Domaine d'application

Le domaine d'application de la présente partie de l'IEC 62689 décrit les phénomènes électriques et le comportement de réseaux électriques en présence de défauts, selon l'architecture de système de distribution la plus diffusée et les typologies de défauts. Il définit les exigences fonctionnelles pour les indicateurs de passage de courant de défaut (FPI) et les unités de poste de distribution (DSU) (y compris pour leurs capteurs de courant et/ou de tension) qui sont respectivement matérialisés par un dispositif ou un dispositif/une combinaison de dispositifs et/ou de fonctions pouvant détecter des défauts et les localiser.

La localisation d'un défaut est définie par la position du défaut par rapport au point d'installation des FPI/DSU sur le réseau (en amont ou en aval de l'emplacement des FPI/DSU) ou la direction du courant de défaut qui traverse le FPI. La localisation du défaut peut être obtenue:

- directement depuis le FPI/la DSU, ou
- depuis un système central, à l'aide des informations d'autres FPI ou DSU,

en tenant compte des fonctionnalités et des conditions d'exploitation du réseau électrique sur lequel les FPI/DSU sont installés.

Par conséquent, l'objectif de la présente partie de l'IEC 62689 est d'aider les utilisateurs à bien choisir leur FPI/DSU (ou un système utilisant des informations de FPI/DSU) pour une exploitation optimale sur leurs réseaux, en prenant en considération les solutions adoptées et les règles d'exploitation (définies par la coutume et/ou en fonction des éventuelles contraintes relatives à la continuité et la qualité de la tension d'alimentation définies par l'organisme national de réglementation), sans oublier la complexité et le coût de l'appareil.

Dans la présente partie de l'IEC 62689, le premier "niveau" de classification FPI/DSU est défini, d'après le comportement du réseau en présence de défauts. La classification FPI/DSU est développée de manière exhaustive dans l'IEC 62689-1, dans laquelle toutes les exigences sont définies.

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).

IEC 62689-1, *Capteurs ou détecteurs de courant et de tension, à utiliser pour indiquer le passage d'un courant de défaut – Partie 1: Exigences et principes généraux*

3 Termes, définitions, abréviations et symboles

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans l'IEC 62689-1, ainsi que les suivants s'appliquent.

3.1 Termes et définitions relatifs au traitement du point neutre

3.1.1

bobine d'extinction d'arc

bobine d'inductance monophasée de mise à la terre du neutre destinée à compenser le courant capacitif qui s'établit lors d'un défaut dans le réseau entre une phase et la terre

Note 1 à l'article: A la place d'une réactance pure, avec un facteur Q de haute qualité, une impédance réactive résistive peut être utilisée pour faciliter la phase de détection et/ou de suppression des défauts à la terre.

Note 2 à l'article: Dans certains domaines, la bobine d'extinction d'arc est également appelée bobine de Petersen.

[SOURCE: IEC 60050-421:1990, 421-01-04, modifiée – La Note 1 et la Note 2 à l'article ont été ajoutées.]

3.2 Abréviations et symboles

Pour les besoins du présent document, les abréviations et symboles donnés dans l'IEC 62689-1 s'appliquent.

4 Choix des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts

4.1 Généralités

L'Article 4 traite principalement des réseaux de distribution exploités de façon radiale, car il s'agit généralement de leur mode d'exploitation le plus répandu.

La détection de défauts (ou le passage de courant de défaut) sur ces réseaux dépend fortement du mode d'exploitation du point neutre MT.

Pour les réseaux de distribution en boucle fermée, différentes études sont nécessaires.

La détection de défauts directionnelle, concernant à la fois les défauts à la terre et les surintensités, basée sur les relations vectorielles entre les tensions et les courants, est influencée par l'impédance de la ligne et doit être évaluée au cas par cas. Une communication entre les FPI peut être exigée.

Une solution plus simple peut consister à ouvrir la boucle fermée en revenant à une exploitation radiale et/ou à établir une communication entre les FPI.

Un exemple de solution est donné à l'Annexe A.

4.2 FPI/DSU pour réseaux à neutre isolé

4.2.1 Détection de défauts à la terre

Le courant de défaut à la terre est influencé à la fois par la configuration et la typologie du réseau et par la résistance du défaut.

En règle générale, la contribution de courant de défaut à la terre capacitif provenant des sections saines des lignes moyenne tension représente un pourcentage important du courant de défaut à la terre total.

NOTE La contribution au courant de défaut à la terre d'un câble souterrain moyenne tension est d'environ 50 fois celle d'une ligne aérienne de même longueur.

Ainsi, en cas de défaut en amont de l'emplacement des FPI/DSU non équipés de la détection directionnelle du passage de courant de défaut, afin d'éviter la communication d'indications

erronées sur l'emplacement du défaut, il convient de régler le seuil de courant du FPI/de la DSU sur une valeur supérieure à la contribution de courant de défaut à la terre maximale provenant de la section saine de la ligne en aval du FPI/de la DSU.

Des FPI/DSU non directionnels pourraient alors entraîner une faible sensibilité en termes de résistance du défaut.

L'une des méthodes permettant de distinguer le courant de défaut dont la sensibilité est relativement élevée en termes de résistance du défaut pourrait consister à utiliser des FPI/DSU basés sur la détection de défauts à la terre directionnelle.

Si la contribution au courant de défaut à la terre capacitif du réseau en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU est négligeable, une détection de défauts à la terre non directionnelle peut être envisagée sans altération considérable des performances du FPI/de la DSU.

La présence possible de DER n'a aucun effet sur la direction du courant de défaut.

4.2.2 Détection de défauts polyphasés

Pour les besoins du présent document, le terme "polyphasés" est utilisé pour regrouper les défauts suivants:

- triphasés;
- entre phases;
- multiples

dans le sens où tous ces défauts impliquent principalement une surintensité.

En l'absence de DER (ou d'une quantité non importante de DER), en cas de défauts polyphasés, le courant de défaut vient du transformateur HT/MT. Il convient généralement d'exiger l'utilisation de FPI/DSU directionnels si la contribution du DER au courant de défaut polyphasé n'est pas négligeable ou s'il s'agit d'une configuration en boucle fermée.

4.3 FPI/DSU pour réseaux compensés par bobine d'extinction

4.3.1 Détection de défauts à la terre

4.3.1.1 Généralités

Le courant de défaut est influencé par la configuration du réseau, par la conception de la bobine (inductive pure ou inductive-résistance ou inductive avec résistance temporaire, etc.), par la connexion du point neutre MT, par la mise au point de la bobine résonante, par les pertes de réseau homopolaire et par la résistance du défaut.

Deux solutions clés peuvent être appliquées: une bobine d'extinction d'arc "pure", une inductance fixe ou adaptable avec un composant résistif négligeable uniquement dû aux pertes internes, ou une inductance avec résistance intentionnelle pour augmenter la quantité de courant résistif que la bobine génère.

4.3.1.2 Bobine d'extinction d'arc "pure"

En cas de bobine d'extinction d'arc "pure" réglée à presque 100 % du courant capacitif du réseau et de la valeur normalisée des pertes des composants réseau, le courant de défaut à la terre est extrêmement faible et essentiellement résistif. En effet, la contribution de courant de défaut à la terre capacitif provenant du réseau MT est compensée par la contribution inductive provenant de la bobine d'extinction d'arc. L'amplitude du courant de défaut de mise à la terre aurait une valeur proche de zéro si un défaut à la terre se produit à n'importe quel endroit du réseau de jeu de barres du poste HT/MT.

En outre, le courant de défaut à la terre traversant tous les FPI/DSU, quel que soit l'emplacement de ces derniers sur le réseau (en amont ou en aval de la position du défaut) est principalement réactif (la relation vectorielle entre le courant résiduel dans chaque FPI/DSU et la tension résiduelle est identique, à savoir un angle d'avance de 90° du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle), avec un composant actif négligeable (ce composant est le seul qui peut modifier les relations vectorielles entre le courant résiduel et la tension résiduelle sur les lignes défectueuses par rapport aux lignes saines).

Par conséquent, il convient que les FPI/DSU pour les réseaux compensés par bobine d'extinction purs soient directionnels pour la détection de défauts de la phase à la terre.

NOTE Sans l'utilisation d'une bobine d'extinction d'arc inductive résistive (4.3.1.3), un défaut à la terre peut être détecté avec des FPI/DSU non directionnels et avec une modification temporaire de la configuration du réseau, en réglant par exemple la bobine d'extinction d'arc de manière incorrecte à l'aide d'un condensateur en parallèle de la bobine elle-même, activé et désactivé selon diverses modalités.

4.3.1.3 Bobine d'extinction d'arc inductive résistive

Si une résistance de haute valeur est installée en parallèle de la bobine d'extinction d'arc, mise à la terre de façon temporaire ou permanente:

- le courant de défaut à la terre traversant les FPI/DSU installés sur les lignes saines ou en aval du défaut est principalement réactif (la relation vectorielle entre le courant résiduel et la tension résiduelle correspond presque à un angle d'avance de 90° du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle), avec un composant actif négligeable;
- le courant de défaut à la terre traversant les FPI/DSU installés sur les lignes défectueuses en amont du défaut est réactif résistif (la relation vectorielle entre le courant résiduel et la tension résiduelle correspond à un angle d'avance généralement compris entre 90° et 180° du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle), avec un composant actif non négligeable.

L'amplitude du courant de défaut de mise à la terre aurait une valeur correspondant presque au courant actif de la résistance de mise à la terre si un défaut à la terre se produisait à n'importe quel emplacement du réseau de jeu de barres du même poste.

Par conséquent, il convient que les FPI/DSU pour les réseaux compensés par bobine d'extinction inductifs résistifs puissent être directionnels ou non pour la détection de défauts de la phase à la terre.

La présence possible de DER n'a aucun effet sur la direction du courant de défaut.

NOTE Il pourrait être exigé que les FPI/DSU détectent les défauts à la terre intermittents.

4.3.2 Détection de défauts polyphasés

Voir 4.2.2.

4.4 FPI/DSU pour réseaux à neutre directement à la terre (réseaux avec faible impédance des neutres)

La détection de la surintensité peut être utilisée pour détecter les défauts de terre et polyphasés.

En l'absence de DER (ou d'une quantité non importante de DER), le courant de défaut vient du transformateur HT/MT. Des FPI/DSU directionnels de phase peuvent être exigés seulement si le DER est significativement présent.

En outre, des FPI/DSU directionnels peuvent être exigés même si, selon le point neutre de DER et le groupe de transformateurs de DER, une contribution de courant phase-terre peut provenir du DER.

4.5 FPI/DSU pour réseaux à neutre non directement mis à la terre (réseaux à neutre non directement mis à la terre résistifs)

4.5.1 Détection de défauts à la terre

Si le point neutre du réseau MT est mis à la terre par une résistance installée dans le poste HT/MT, il est pris pour hypothèse que le courant de défaut provient du transformateur HT/MT.

Les FPI/DSU pourraient être directionnels et/ou non directionnels, selon les valeurs de résistance de mise à la terre intentionnelle (plus elle est basse, plus le courant neutre est élevé, ce qui pourrait permettre d'éviter la détection directionnelle dans certains cas), la configuration réseau, le courant capacitif du réseau et la sensibilité souhaitée concernant la détection de la valeur de résistance du défaut.

Si une résistance de mise à la terre injecte des courants neutres faibles ou modérés en cas de défauts à la terre, il convient de préférer les FPI/DSU directionnels pour la détection desdits défauts. L'objectif est d'obtenir une sensibilité adéquate en ce qui concerne les défauts dont la valeur de résistance est élevée. Le courant de défaut à la terre qui est obtenu à l'aide de cette solution n'est guère plus élevé que le composant du courant de défaut à la terre capacitif pur.

Si une résistance de mise à la terre injecte un courant neutre modéré ou élevé en cas de défaut à la terre, des FPI/DSU non directionnels peuvent être utilisés. Cette solution donne un courant de défaut à la terre plus élevé que le courant capacitif du réseau.

4.5.2 Détection de défauts polyphasés

Voir 4.2.2.

4.6 FPI/DSU pour réseaux avec présence importante de DER

La présence de DER sur un réseau est estimée élevée lorsque la contribution de courant provenant du DER en aval de l'emplacement du FPI pour un défaut situé en amont du FPI/DSU lui-même (même sur une autre ligne MT connectée au même transformateur HT/MT ou MT/MT) est comparable aux seuils de surintensité FPI/DSU.

Les FPI/DSU doivent alors avoir une fonction de détection directionnelle des défauts de phase si le DER contribue de manière significative aux courants de court-circuit (voir 5.2.4 et 5.2.5). Concernant la détection de défauts de la phase à la terre, voir 4.2.1, 4.3.1, 4.4 et 4.5.1. Dans tous les cas, si la détection directionnelle est présente pour les surintensités polyphasées, il convient d'appliquer la même logique aux courants de la phase à la terre.

NOTE Cette version de FPI/DSU peut également être capable:

- de gérer de nombreuses configurations de réseaux intelligents en prenant pour hypothèse que les réseaux intelligents sont des réseaux de distribution avec pénétration élevée de DER;
- de fournir des fonctionnalités complémentaires (par exemple, automatisation de réseau avancée, notamment des fonctions d'autocicatrisation et de rétablissement automatique du courant) même en présence de DER;
- de prendre en charge une reconfiguration aisée du réseau, le contrôle de puissance active et réactive du DER pour la régulation de tension, etc.

Même d'autres ressources d'exploitation de réseaux de distribution, différentes de la méthode d'exploitation radiale principale, peuvent être rencontrées par ces FPI/DSU (par exemple, fonctionnement en boucle fermée des lignes MT).

4.7 Récapitulatif des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts

Le Tableau 1 présente un récapitulatif des exigences des FPI/DSU décrites en 4.1 à 4.6.

Le tableau fait uniquement référence à la possibilité de choisir des FPI équipés ou non du principe de détection de défauts directionnelle, c'est-à-dire la détection de courant de défaut traversant le FPI.

La direction peut être obtenue à l'aide de différentes solutions, dont la mesure de l'angle entre la tension résiduelle/de phase et le courant résiduel/de phase, l'analyse des transitoires de courant (et/ou de tension) la première milliseconde après occurrence du défaut, entre autres.

L'IEC 62689-1 donne la classification exhaustive des FPI (et des DSU) par catégories.

Le contenu de l'Article 4 est justifié d'un point de vue technique dans l'Article 5.

Tableau 1 – Récapitulatif des exigences des FPI/DSU relatives à la détection de défauts selon les modes d'exploitation de réseau et les types de défauts

Type de défaut	Mode d'exploitation du point neutre du réseau MT				
Défaut à la terre	FPI/DSU pour réseau à neutre isolé	FPI/DSU pour réseau compensé par bobine d'extinction Bobine d'extinction d'arc inductive "pure"	FPI/DSU pour réseau compensé par bobine d'extinction Bobine d'extinction d'arc inductive résistive "pure"	FPI/DSU pour réseaux à neutre directement à la terre (réseaux avec faible impédance des neutres)	FPI/DSU pour réseau à neutre non directement mis à la terre (réseau à neutre non directement mis à la terre résistif)
	Courant de défaut à la terre = courant capacitif du réseau MT	Courant de défaut à la terre négligeable par rapport au courant capacitif du réseau (si le réglage est correct)	Courant de défaut à la terre presque égal au courant actif de la résistance intentionnelle (en règle générale, beaucoup plus faible que le courant capacitif du réseau, si le réglage est correct)	Amplitude du courant de défaut à la terre similaire à celle du courant de défaut polyphasé	Courant de défaut à la terre supérieur au courant capacitif du réseau
	Courant de défaut dans les FPI/DSU: valeur dépendant du courant capacitif du réseau en aval de l'emplacement des FPI/DSU déphasage vectoriel du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle en avance de 90° dans les FPI/DSU sur les lignes MT saines ou en aval du défaut et en retard de 90° dans les FPI/DSU sur la ligne MT défectueuse en amont du défaut	Courant de défaut dans les FPI/DSU: valeur dépendant du courant capacitif du réseau en aval de l'emplacement des FPI/DSU déphasage vectoriel du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle en avance de 90° à la fois dans les FPI/DSU sur les lignes MT saines ou en aval du défaut et dans les FPI/DSU sur la ligne MT défectueuse en amont du défaut	Courant de défaut dans les FPI/DSU: valeur dépendant du courant capacitif du réseau en aval de l'emplacement des FPI/DSU déphasage vectoriel du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle en avance de 90° dans les FPI/DSU sur les lignes MT saines ou en aval du défaut et en avance de 90° à 180° dans les FPI/DSU sur la ligne MT défectueuse en amont du défaut	Courant de défaut dans les FPI/DSU: valeur et déphasage vectoriel du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle dépendant du ratio R/X du réseau	Courant de défaut dans les FPI/DSU: valeur dépendant du courant capacitif du réseau en aval de l'emplacement des FPI/DSU et du courant résistif de la résistance de mise à la terre déphasage vectoriel du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle en avance de 90° dans les FPI/DSU sur les lignes MT saines ou en aval du défaut et en retard de 90° à 180° dans les FPI/DSU sur la ligne MT défectueuse en amont du défaut

Type de défaut	Mode d'exploitation du point neutre du réseau MT				
	FPI/DSU: de préférence directionnels (sensibilité plus élevée en termes de résistance du défaut) non directionnels possibles (sensibilité dépendant de la contribution de courant de défaut à la terre capacitif provenant des sections de la ligne MT en aval de l'emplacement des FPI)	FPI/DSU: directionnels (non directionnels possibles en cas de modifications temporaires de la configuration du réseau)	FPI/DSU: de préférence directionnels (sensibilité plus élevée en termes de résistance du défaut) non directionnels possibles (sensibilité dépendant de la contribution de courant de défaut à la terre capacitif provenant des sections de la ligne MT en aval de l'emplacement des FPI et du courant résistif supplémentaire intentionnel)	FPI/DSU: non directionnels directionnels possibles seulement si la contribution de courant de défaut à la terre provenant du DER sur les lignes MT saines ou en aval du défaut est importante	FPI/DSU: non directionnels en cas de valeur faible ou modérée de résistance de mise à la terre (composant résistif du courant de défaut à la terre comparable au composant capacitif ou plus élevé que celui-ci) directionnels seulement en cas de valeur élevée de résistance de mise à la terre (composant résistif du courant de défaut à la terre beaucoup plus faible que le composant capacitif)
Défaut polyphasé	La détection de défauts de phase n'est pas influencée par l'exploitation du réseau à neutre				
Présence de DER	Influence uniquement sur les défauts de phase	Influence uniquement sur les défauts de phase	Influence uniquement sur les défauts de phase	L'amplitude et la direction du courant de défaut dépendent des caractéristiques et de l'emplacement du DER. Influence sur les défauts à la terre comme sur les défauts de phase	Influence uniquement sur les défauts de phase

5 Principes de détection de défauts selon les types de réseaux et de défauts

5.1 Généralités

La détection de défauts doit fonctionner correctement indépendamment du traitement des points neutres du réseau et avec si possible un haut niveau de pénétration pour les générateurs distribués (DER) connectés aux lignes de distribution. Si cela n'est pas le cas, ce point doit être mentionné clairement par le fabricant dans le "champ d'application".

Pour une détection correcte des défauts, il convient d'intégrer les FPI/DSU au système de protection du réseau en matière de localisation de défauts ou au moins de les coordonner avec le système de protection lui-même.

Il convient qu'ils possèdent la même fonctionnalité de détection de défauts et la même sensibilité que le système de protection du réseau. Cela évite la survenue d'éventuels problèmes dans la localisation des défauts en raison d'une sensibilité inférieure des FPI/DSU par rapport au relais de protection de la ligne MT, que la localisation soit effectuée par du personnel sur le terrain ou qu'elle soit effectuée par un système d'automatisation. Ces problèmes peuvent être présents lorsqu'un défaut à la terre comportant une valeur élevée de résistance doit être détecté et supprimé.

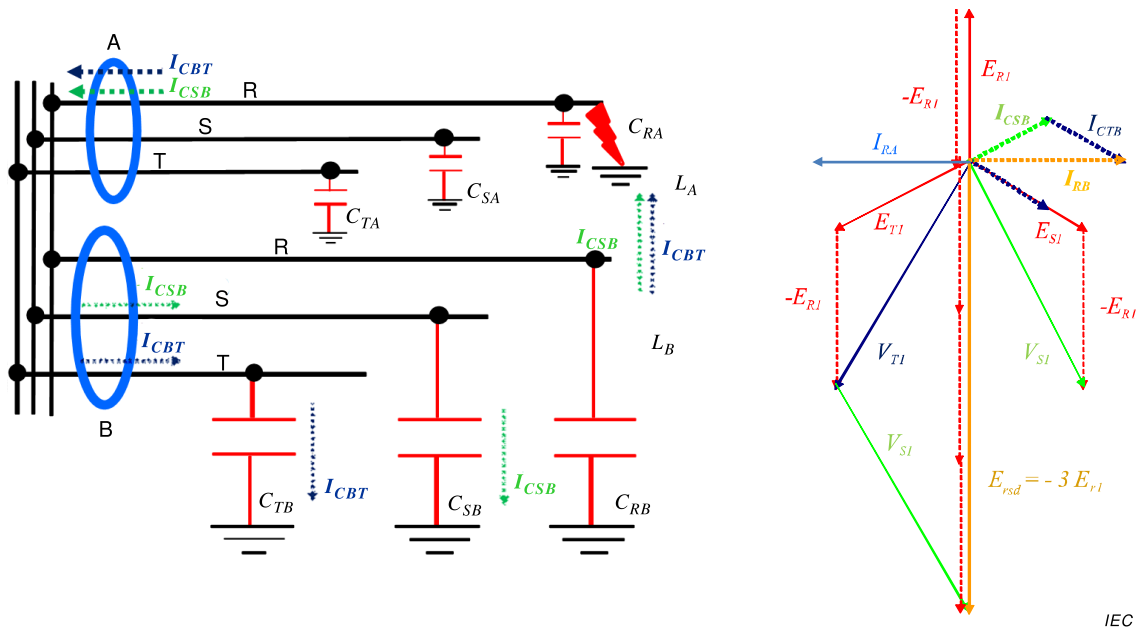
D'autre part, en cas de sensibilité plus élevée des FPI/DSU par rapport aux protections de la ligne MT, des détections de défauts à la terre de nuisance peuvent survenir, donnant lieu à des conséquences négatives pour le personnel sur le terrain ou pour les systèmes d'automatisation; ce dernier problème peut être évité, par exemple, par le biais d'une confirmation de présence de défaut (par exemple, absence de tension ou de courant déterminée par le déclenchement du relais de protection de la ligne MT associé simultanément à la détection de défauts du FPI/DSU).

L'Annexe B décrit deux exemples différents de solutions pour la détection de défauts et la détection d'emplacement de défauts et leur suppression. Les deux solutions présentent la même efficacité face aux défauts, mais leurs performances varient quant au nombre et à la typologie des interruptions d'alimentation pour les utilisateurs finaux.

Les Figures 2 et 3 présentent les passages de courant de défaut ainsi que les diagrammes vectoriels associés aux différents types de défauts sur un réseau exploité différemment, ces points étant fondamentaux pour une conception et un choix adéquats par le fabricant et l'utilisateur de FPI/DSU.

NOTE Les diagrammes vectoriels donnés dans la Figure 2, la Figure 3 et en 5.2 sont uniquement destinés aux fins susmentionnées. En raison de contraintes rédactionnelles, l'échelle vectorielle peut être incorrecte.

Concernant les défauts à la terre, les réseaux MT peuvent être regroupés en deux catégories: les réseaux à neutre directement à la terre et les autres réseaux (isolés, compensés, etc.). Ces deux catégories présentent des comportements totalement distincts (voir l'exemple relatif au réseau à neutre isolé).



Légende

$C_{RA}, SA. TA = C_{RB}, SB. TB = C$ sont des capacitances phase-terre pour chaque phase de chaque ligne MT, toutes prises en compte comme ayant la même valeur.

A: Transformateur de courant (TC) toroïdal pour détection de courant résiduel I_R en cas de défaut à la terre sur une ligne MT défectueuse. Pour des détails complets et pour d'autres modes d'exploitation du point neutre MT (à l'exception des réseaux à neutre directement à la terre), voir 5.2.

B: TC toroïdal pour détection de courant résiduel I_R en cas de défaut à la terre sur une ligne MT saine. Le comportement est similaire pour tous les réseaux, à l'exception des réseaux à neutre directement à la terre.

E_{rsd} : Tension résiduelle égale à la somme vectorielle des trois tensions de la phase à la terre et dont la valeur scalaire est $-3 \times |E|$, où E est la tension de la phase à la terre dans un système équilibré.

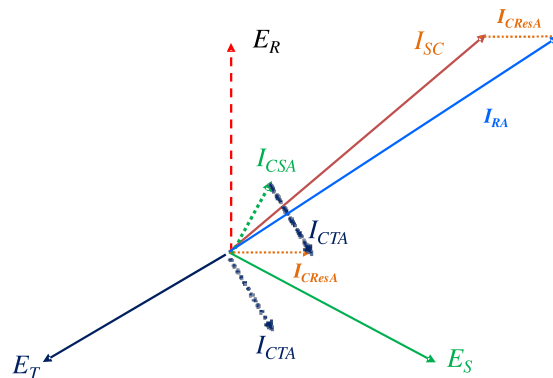
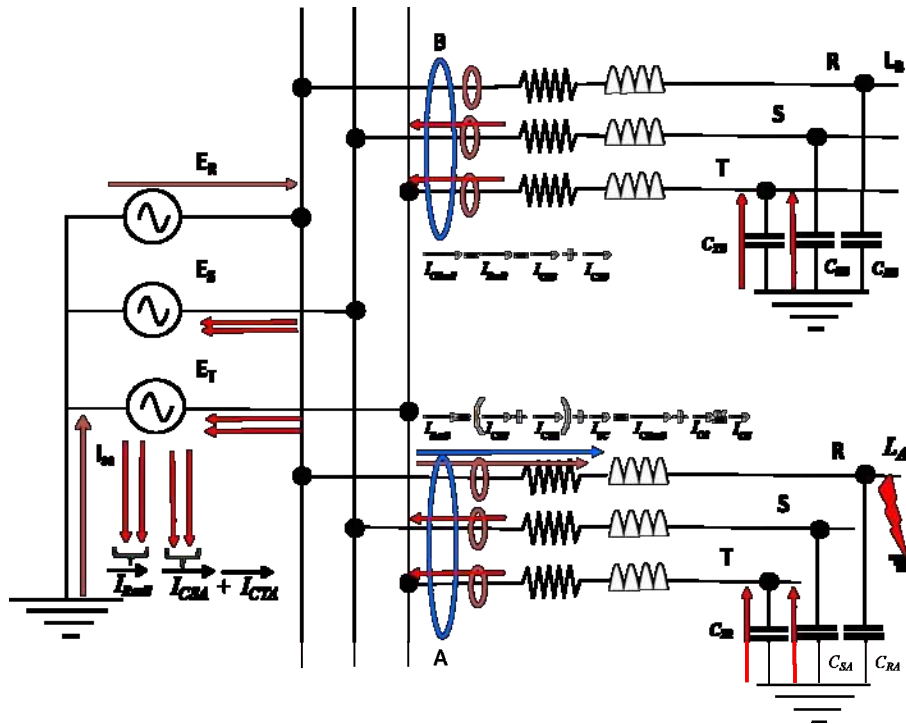
$$\bar{I}_{CSB} = \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \cdot e^{-j120^\circ} = \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} - j\frac{3}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\bar{I}_{CTB} = \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \cdot e^{-j60^\circ} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - j\frac{3}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\bar{I}_{RA} = \bar{I}_{CSA} + \bar{I}_{CTA} = j \left(2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = j \left(\sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j90^\circ} \text{ par rapport à } (-E_{rsd})$$

$$\bar{I}_{RB} = \bar{I}_{CSB} + \bar{I}_{CTB} = -j \left(2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = -j \left(\sqrt{3} \cdot \omega \cdot C \cdot \sqrt{3} \cdot E \right) = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{-j90^\circ} \text{ par rapport à } (-E_{rsd})$$

Figure 2 – Diagramme triphasé général d'un défaut à la terre dans un réseau à neutre isolé



IEC

Légende

$C_{RA, SA, TA} = C_{RB, SB, TB} = C$ sont des capacitances phase-terre pour chaque phase de chaque ligne MT, toutes prises en compte comme ayant la même valeur.

A: TC toroïdal pour détection de courant résiduel I_R en cas de défaut à la terre sur une ligne MT défectueuse. Pour des détails complets et pour d'autres modes d'exploitation du point neutre MT (à l'exception des réseaux à neutre directement à la terre), voir 5.2.

B: TC toroïdal pour détection de courant résiduel I_R en cas de défaut à la terre sur une ligne MT saine. Le comportement est similaire pour tous les réseaux, à l'exception des réseaux à neutre directement à la terre.

$$\vec{I}_{CSA\&B} = \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j30^\circ} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + j \frac{1}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\vec{I}_{CTA\&B} = \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j150^\circ} = \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} + j \frac{1}{2} \right) \cdot \omega \cdot C \cdot E$$

$$\vec{I}_{RA} = \vec{I}_{CSA} + \vec{I}_{CTA} + \vec{I}_{SC} = \vec{I}_{RB} + \vec{I}_{SC}$$

$$\vec{I}_{RB} = \vec{I}_{CSB} + \vec{I}_{CTA} = j \left(2 \cdot \frac{1}{2} \cdot \omega \cdot C \cdot E \right) = j \omega \cdot C \cdot E = \omega \cdot C \cdot E \cdot e^{j90^\circ} \text{ par rapport à } E_R$$

La contribution de courant capacitif provenant des lignes MT saines et défectueuses s'élève à 1/3 par rapport aux réseaux décrits précédemment. Par conséquent, $I_{SC} \gg I_{RA}, I_{RB}$, etc., ce qui peut être qualifié de négligeable.

Figure 3 – Diagramme triphasé général d'un défaut à la terre dans un réseau à neutre directement à la terre (exemple 2)

5.2 Détection de défauts à la terre et traitement des points neutres

5.2.1 Généralités

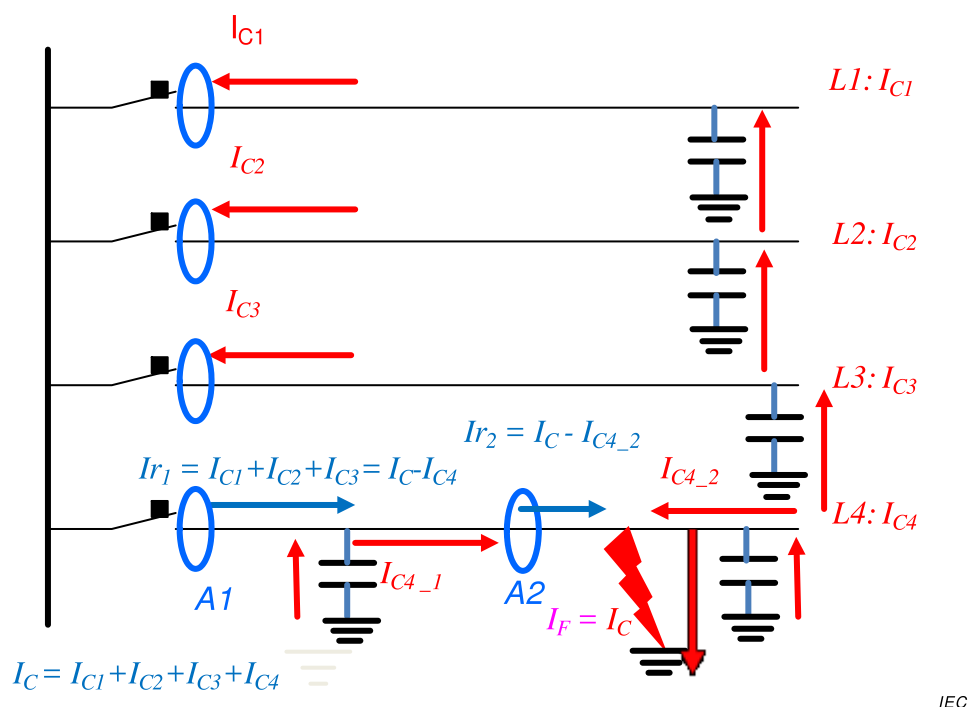
Les courants de défaut à la terre dépendent du traitement des points neutres et de la résistance du défaut.

Les FPI/DSU doivent être conçus et soumis à l'essai pour chaque traitement de points neutres des réseaux MT sur lesquels leur installation est exigée.

5.2.2 Détection de défauts à la terre dans les réseaux à neutre isolé

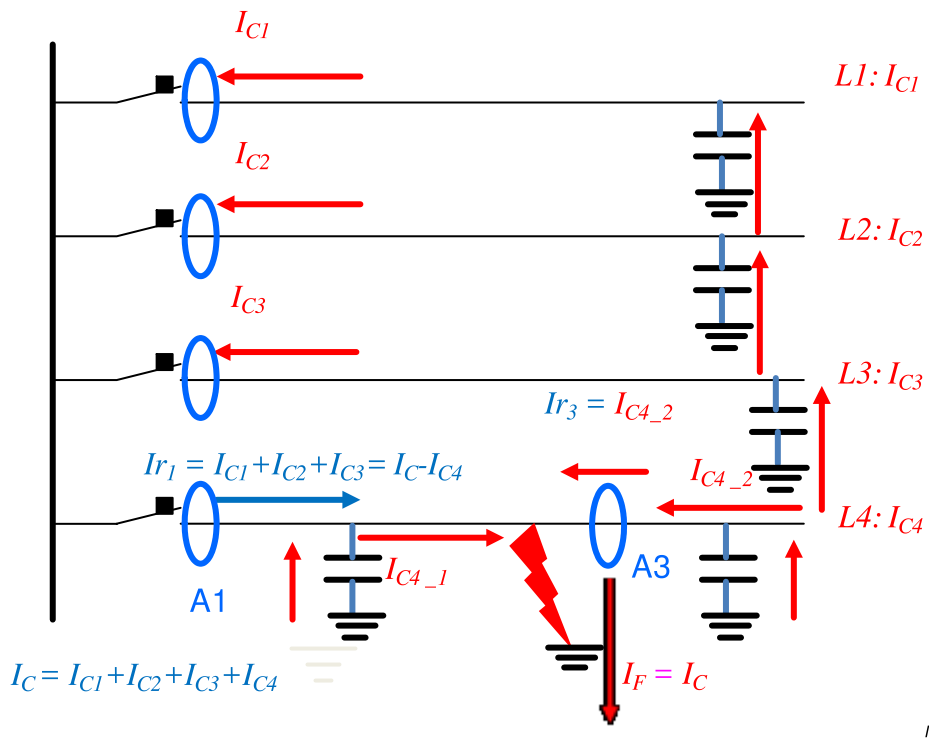
Le schéma des directions de flux de courant en référence à l'orientation des capteurs de courant résiduel est donné à la Figure 4 et à la Figure 5.

Les diagrammes vectoriels et les définitions des symboles sont indiqués à la Figure 6.



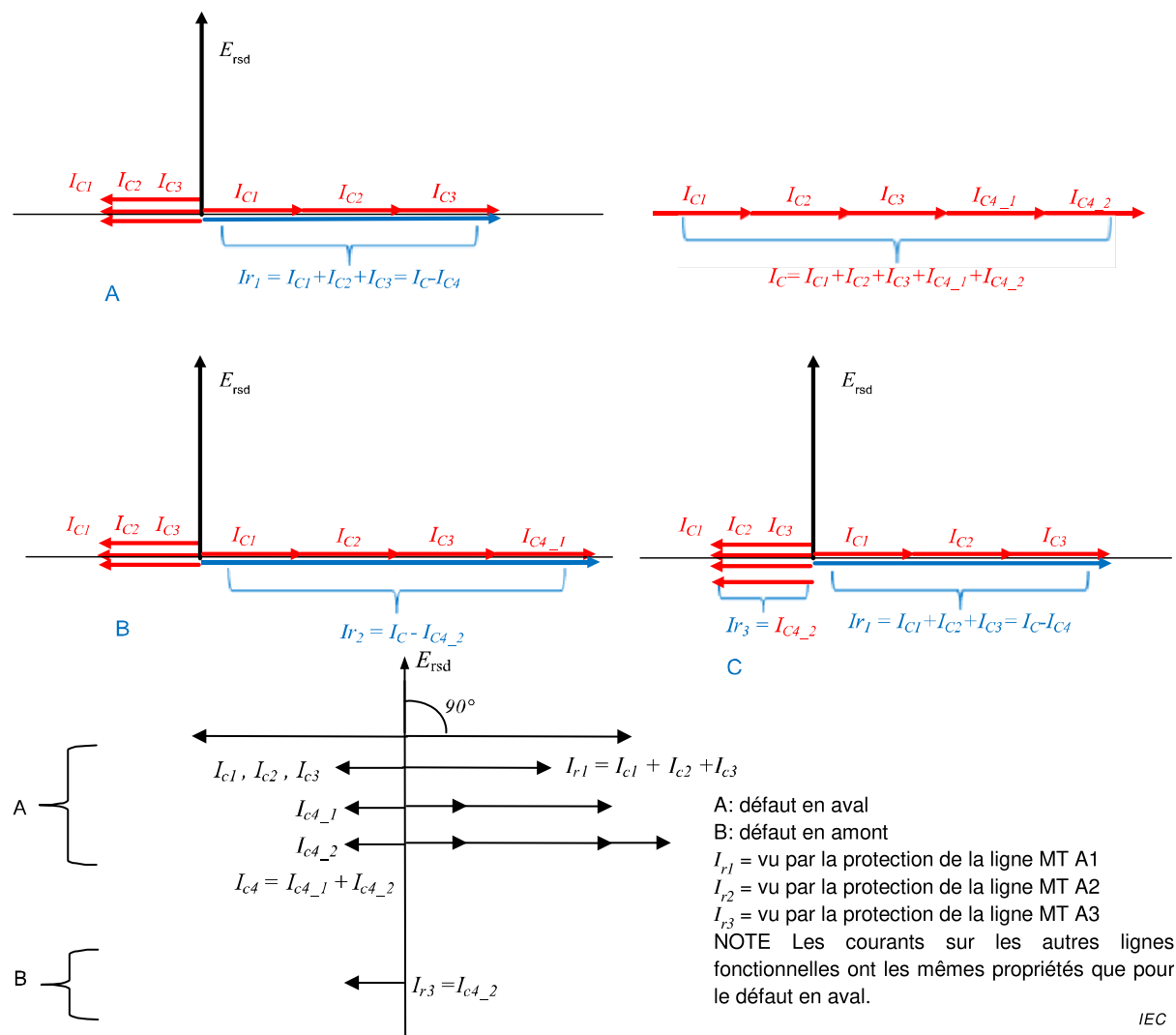
IEC


Figure 4 – Réseau à neutre isolé – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)



IEC

Figure 5 – Réseau à neutre isolé – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)

**Légende**

 emplacement des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)

L1, L2, L3, L4 ligne MT 1, ligne MT 2, ligne MT 3, ligne MT 4

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ courants capacitifs résiduels des lignes 1, 2, 3 et 4 (égaux à la somme des courants capacitifs de chacune des trois phases de chaque ligne MT connectée au même jeu de barres MT)

I_F courant de défaut = I_C = somme des courants capacitifs résiduels ($3 \times \omega \times C_E$) $\times E$ de l'ensemble des lignes MT connectées au même jeu de barres MT (E = tension de la phase à la terre du réseau électrique)

I_{r1} courant résiduel mesuré par le TC résiduel ou le capteur de courant au début de la ligne 4;
 $I_{r1} = I_C - I_{C4}$

$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$

$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$

$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$

I_{r2}

I_{r3}

E_{rsd}

Cas A: Défaut à la terre en aval des FPI/DSU A1

Cas B: Défaut à la terre en aval des FPI/DSU A2

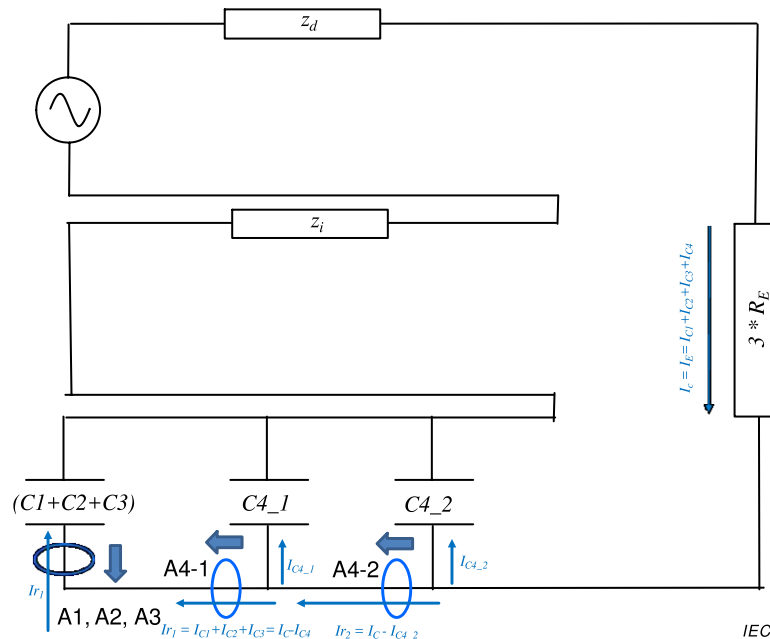
Cas C: Défaut à la terre en amont des FPI/DSU A3

Figure 6 – Réseau à neutre isolé – diagrammes vectoriels correspondant aux Figure 4 et Figure 5

Si les FPI/DSU sont non directionnels, leur réglage de seuil de courant doit être supérieur au courant capacitif de la partie en aval de la ligne (par rapport à l'emplacement des FPI/DSU) pour éviter une indication incorrecte en cas de défaut à la terre en amont.

Cela peut réduire de manière significative sa sensibilité; par exemple, aucune détection n'est possible si le courant capacitif en aval est comparable ou supérieur à celui de la partie en amont (dans le cas d'un réseau sous-terrain en aval).

Une brève description est donnée à la Figure 7, la Figure 8 et la Figure 9 sous forme de représentation par séquences des phénomènes, pour une meilleure compréhension.



Légende



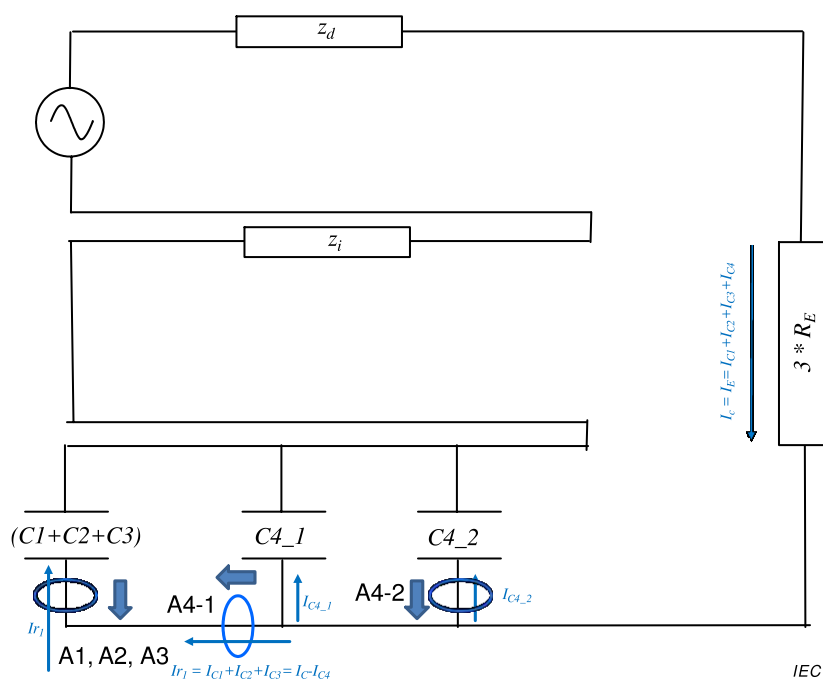
-  emplacement des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)
-  orientation conventionnelle des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)
- z_d composante direct de l'impédance
- z_i composante indirect de l'impédance
- $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ courants capacitifs résiduels des lignes 1, 2, 3 et 4 (égaux à la somme des courants capacitifs de chacune des trois phases de chaque ligne MT connectée au même jeu de barres MT)
- I_C somme des courants résiduels $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4} = I_E =$ courant de défaut à la terre
- R_E résistance du défaut à la terre
- I_{r1} courant résiduel mesuré par le transformateur de courant (TC) résiduel ou le capteur de courant des FPI/DSU A4-1 au début de la ligne 4; $I_{r1} = I_C - I_{C4}$ en cas de défaut à la terre en aval des FPI/DSU A4-1
- $I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$
- I_{C4_1} courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en amont de l'emplacement des FPI/DSU A4-2 et en aval de l'emplacement des FPI/DSU A4-1
- I_{C4_2} courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en aval de l'emplacement des FPI/DSU A4-2
- I_{r2} courant résiduel mesuré par le TC résiduel ou le capteur de courant des FPI/DSU A4-2 en cas de défaut à la terre en aval des FPI/DSU A4-2 (égal à $I_C - I_{C4_2}$)
- A1, A2, A3 FPI/DSU au début, respectivement, des lignes 1, 2 et 3 et concerné par les courants I_{C1}, I_{C2} et I_{C3} en cas de défaut à la terre lorsque R_E correspond à une valeur négligeable

Figure 7 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courants de défauts à la terre non directionnelle. Défaut en aval des FPI/DSU A4-2

En cas de défaut à la terre en aval des FPI/DSU A4-2 (Figure 7), son seuil de courant maximal pour détecter le défaut, sans détection de courant de défauts à la terre directionnelle, est $I_C - I_{C4_2}$ (avec une résistance du défaut nulle et sans tenir compte de la précision des TC et des capteurs). Plus le seuil de courant réglé est bas, plus la sensibilité des FPI/DSU est élevée.



Légende:



emplacement des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)



orientation conventionnelle des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)

z_d composante direct de l'impédance

z_i composante indirect de l'impédance

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ courants capacitifs résiduels des lignes 1, 2, 3 et 4 (égaux à la somme des courants capacitifs de chacune des trois phases de chaque ligne MT connectée au même jeu de barres MT)

I_C somme des courants résiduels $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4} = I_E =$ courant de défaut à la terre

R_E résistance du défaut à la terre

I_{r1} courant résiduel mesuré par le transformateur de courant (TC) résiduel ou le capteur de courant des FPI/DSU A4-1 au début de la ligne 4; $I_{r1} = I_C - I_{C4}$ en cas de défaut à la terre en aval des FPI/DSU A4-1

$$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$$

I_{C4_1} courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en amont de l'emplacement des FPI/DSU A4-2 et en aval de l'emplacement des FPI/DSU A4-1

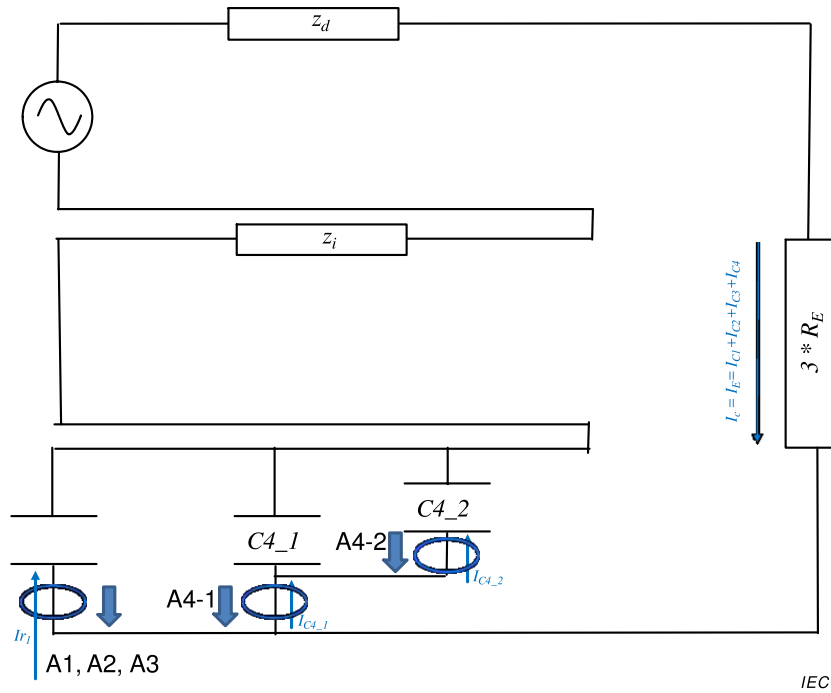
I_{C4_2} courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en aval de l'emplacement des FPI/DSU A4-2

A1, A2, A3 FPI/DSU au début, respectivement, des lignes 1, 2 et 3 et concerné par les courants I_{C1}, I_{C2} et I_{C3} en cas de défaut à la terre lorsque R_E correspond à une valeur négligeable

Figure 8 – Relations entre le seuil de courant réglé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut en aval des FPI/DSU A4-1 et en amont des FPI/DSU A4-2

En cas de défaut à la terre en aval des FPI/DSU A4-1 mais en amont des FPI/DSU A4-2 (Figure 8), son seuil de courant maximal, sans détection de courant de défauts à la terre directionnelle, est $I_C - I_{C4}$ (avec une résistance du défaut nulle et sans tenir compte de la précision des TC et des capteurs). Plus le seuil de courant régulé est bas, plus la sensibilité des FPI/DSU est élevée.

Toutefois, afin d'éviter une détection erronée du passage de courant de défaut, le seuil de courant minimal des FPI/DSU A4-2 doit être supérieur à I_{C4_2} .



Légende:



emplacement des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)



orientation conventionnelle des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)

- z_d composante direct de l'impédance
- z_i composante indirect de l'impédance
- $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ courants capacitifs résiduels des lignes 1, 2, 3 et 4 (égaux à la somme des courants capacitifs de chacune des trois phases de chaque ligne MT connectée au même jeu de barres MT)
- I_C somme des courants résiduels $I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4} = I_E =$ courant de défaut à la terre
- R_E résistance du défaut à la terre
- $I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$
- I_{C4_1} courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en amont de l'emplacement des FPI/DSU A4-2 et en aval de l'emplacement des FPI/DSU A4-1
- I_{C4_2} courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en aval de l'emplacement des FPI/DSU A4-2
- A1, A2, A3 FPI/DSU au début, respectivement, des lignes 1, 2 et 3 et concerné par les courants I_{C1}, I_{C2} et I_{C3} en cas de défaut à la terre lorsque R_E correspond à une valeur négligeable

Figure 9 – Relations entre le seuil de courant régulé des FPI/DSU et le courant de défaut à la terre en cas de détection de courant de défauts à la terre non directionnelle. Défaut sur le jeu de barres MT (en amont de tous les FPI/DSU)

En cas de défaut à la terre en aval des FPI/DSU A2 ou des FPI/DSU A1, les seuils de courant minimaux des FPI/DSU A1, A2 et A3, sans détection de courant de défauts à la terre directionnelle, sont respectivement I_{C1} , I_{C2} et I_{C3} (avec une résistance du défaut nulle et sans tenir compte de la précision des TC et des capteurs).

En outre, en cas de défaut à la terre sur le jeu de barres MT, les seuils de courant des FPI/DSU A4-1 et A4-2 doivent être respectivement supérieurs à I_{C4} et I_{C4_2} .

Plus le seuil de courant régulé est élevé, plus la possibilité d'erreur relative à la détection de défauts depuis les FPI/DSU sur les lignes saines ou sur la ligne défectueuse en aval du défaut est faible.

En d'autres termes, en cas de détection de défauts non directionnelle depuis les FPI/DSU:

- la détection de défauts correcte est déterminée à la fois par les fonctionnalités de la ligne en aval et par les fonctionnalités du réseau en amont;
- le seuil de courant régulé des FPI/DSU doit être supérieur à la contribution de courant de défaut à la terre provenant du réseau en aval de leur emplacement et inférieur à la contribution de courant de défaut à la terre provenant de l'ensemble du réseau en amont de leur emplacement. Cela peut réduire leur sensibilité;
- il convient d'affecter un seuil de courant régulé différent à chaque FPI/DSU, afin d'obtenir plusieurs niveaux de sensibilité, en fonction du point d'installation;
- les modifications apportées à la configuration du système de distribution du réseau peuvent altérer la contribution de courant de défaut et donner lieu à des détections de défauts incorrectes.

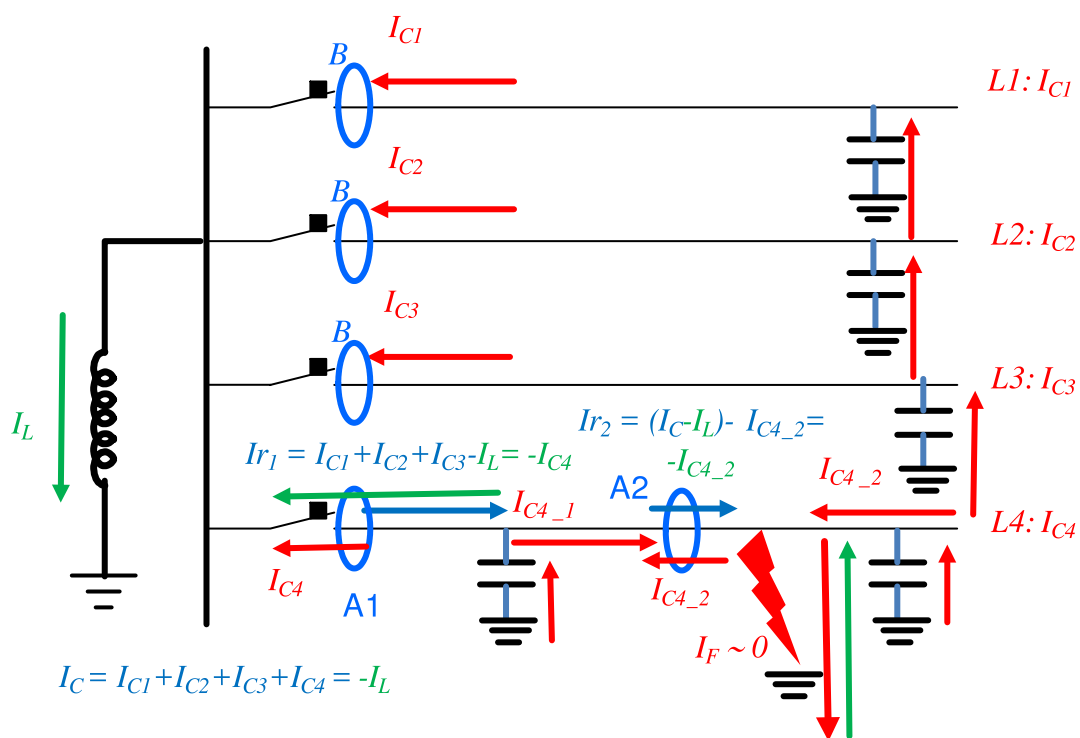
Par conséquent, une détection directionnelle depuis le FPI/la DSU est recommandée: différents algorithmes peuvent être utilisés pour déterminer la direction du défaut (principe de détection varométrique, analyse des transitoires la première milliseconde après le défaut, etc.).

5.2.3 Détection de défauts à la terre dans les réseaux compensés par bobine d'extinction

5.2.3.1 Réseaux compensés par bobine d'extinction purs (par inductance seulement)

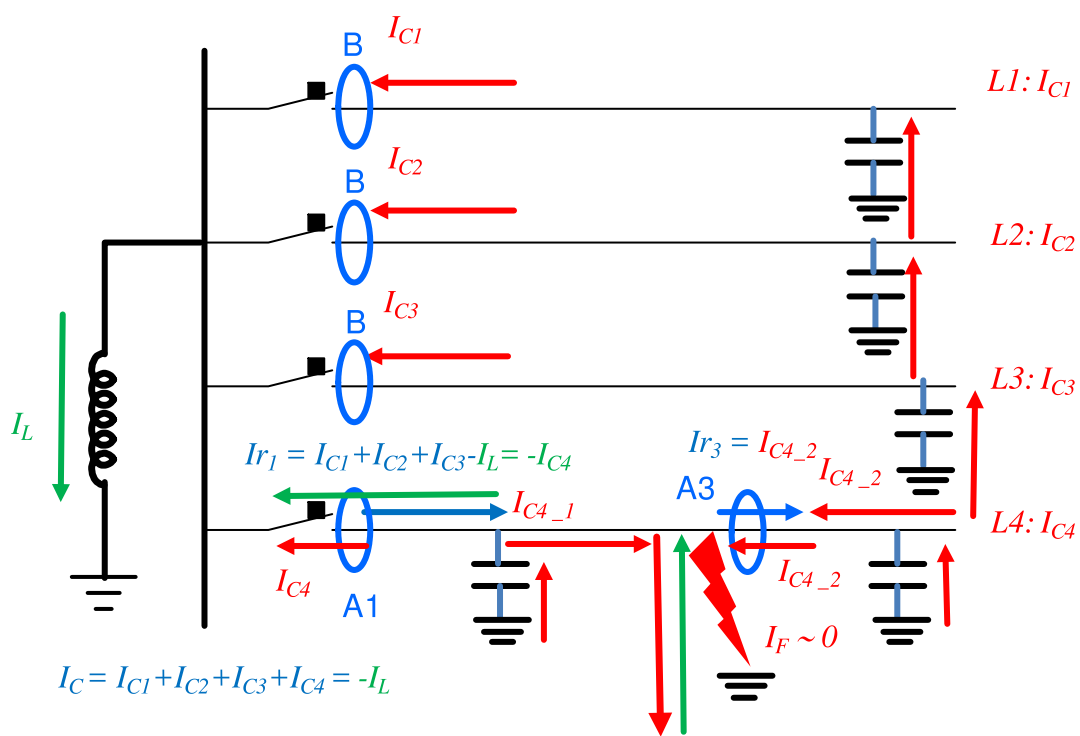
Le schéma des directions de flux de courant en référence à l'orientation des capteurs de courant résiduel est donné à la Figure 10 et à la Figure 11.

Les diagrammes vectoriels et les définitions des symboles sont indiqués à la Figure 12.



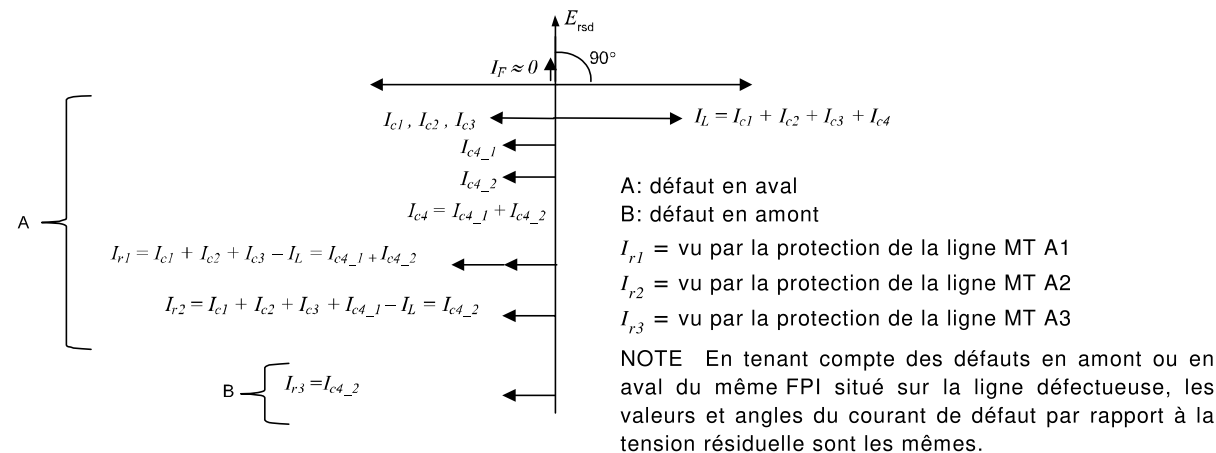
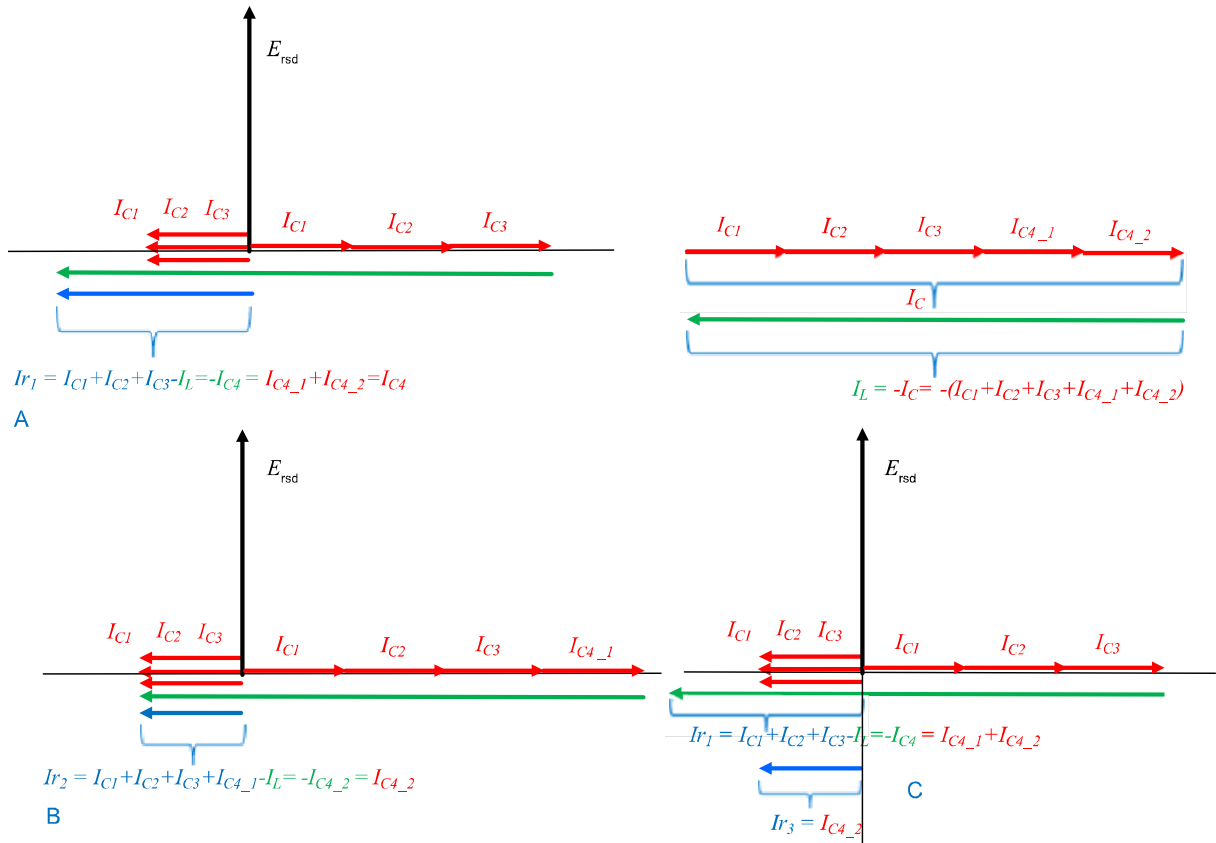
IEC

Figure 10 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)



IEC

Figure 11 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – détection de la direction du courant de défaut à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)



IEC

Légende:



emplacement des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)

L1, L2, L3, L4 ligne MT 1, ligne MT 2, ligne MT 3, ligne MT 4

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ courants capacitifs résiduels des lignes 1, 2, 3 et 4 (égaux à la somme des courants capacitifs de chacune des trois phases de chaque ligne MT connectée aux mêmes jeux de barres MT)

I_F courant de défaut = [somme des courants capacitifs résiduels ($3 \times \omega \times C_E$) $\times E$ du réseau - courant inductif de la bobine (I_L)] ~ valeur nulle (phase identique, aucune somme vectorielle nécessaire). Les pertes (composant de courant actif) des composants réseau homopolaires sont négligeables. (E est la tension de la phase à la terre du réseau électrique)

I_L courant inductif de la bobine = $-I_C$

I_{r1}	courant résiduel mesuré par le transformateur de courant résiduel ou le capteur de courant au début de la ligne 4; $I_{r1} = (I_C - I_{C4}) - I_L = I_{C1} + I_{C2} + I_{C3} - I_L = -I_{C4}$ (même direction que I_L) (phase identique, aucune somme vectorielle nécessaire). Les pertes (composant de courant actif) des composants réseau homopolaires sont négligeables.
$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$	
$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$	courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en amont de l'emplacement du FPI/DSU
$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$	courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en aval de l'emplacement du FPI/DSU
I_{r2}	courant résiduel mesuré depuis le FPI/la DSU dans l'emplacement de la ligne 4 pour un défaut à la terre en aval du FPI/de la DSU; $I_{r2} = I_{C1} + I_{C2} + I_{C3} + I_{C4 \text{ upstream}} - I_L = I_{C4 \text{ downstream}}$ (même direction que I_L) (phase identique, aucune somme vectorielle nécessaire)
I_{r3}	courant résiduel mesuré depuis le FPI/la DSU dans l'emplacement de la ligne 4 pour un défaut à la terre en amont du FPI/de la DSU (égal à $I_{C4 \text{ downstream}}$)
E_{rsd}	tension résiduelle égale à la somme vectorielle des trois tensions de la phase à la terre et dont la valeur scalaire est $-3 \times E $, où E est la tension de la phase à la terre dans un système équilibré
Cas A:	Défaut à la terre en aval de A1
Cas B:	Défaut à la terre en aval de A2
Cas C:	Défaut à la terre en amont de A3

Figure 12 – Réseau compensé par bobine d'extinction pur – diagrammes vectoriels correspondant aux Figure 10 et Figure 11

En cas de défaut en aval et de bobine réglée à 100 % du courant capacitif, le courant traversant le FPI/la DSU correspond à la somme vectorielle du courant capacitif de la ligne MT en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU et d'un courant actif neutre minimal (occasionné par les pertes internes de la bobine et l'ensemble des composants résistifs homopolaires du réseau, non présenté dans la Figure 10 ni dans la Figure 11, étant généralement négligeable ou, du moins, très faible).

Dans le cas d'une bobine réglée à des valeurs différentes de 100 % I_C , le courant traversant le FPI/la DSU correspond à la somme vectorielle de la discordance de courant capacitif/inductif (discordance, intentionnelle ou non, entre le courant inductif de la bobine et le courant capacitif total du réseau MT) et du courant capacitif de la ligne MT en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU et du courant actif neutre.

Dans les deux cas, ce courant est comparable, voire inférieur au courant capacitif en aval et a la même direction que les courants de défaut dans les lignes saines (et les FPI/DSU associés). Il convient donc qu'une détection directionnelle depuis le FPI/DSU soit présente, même s'il est extrêmement difficile de déterminer la direction du courant de défaut de terre avec une impédance neutre pure lorsque le système est réglé à 100 % du courant capacitif total du réseau: différents algorithmes peuvent être utilisés (varmétrique, sous réserve que les pertes internes de la bobine soient suffisamment importantes, analyse des transitoires, etc.).

5.2.3.2 Réseaux compensés par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle (réactance à la terre)

Le schéma des directions de flux de courant en référence à l'orientation des capteurs de courant résiduel est donné à la Figure 13 et à la Figure 14.

Les diagrammes vectoriels et les définitions des symboles sont indiqués à la Figure 15.

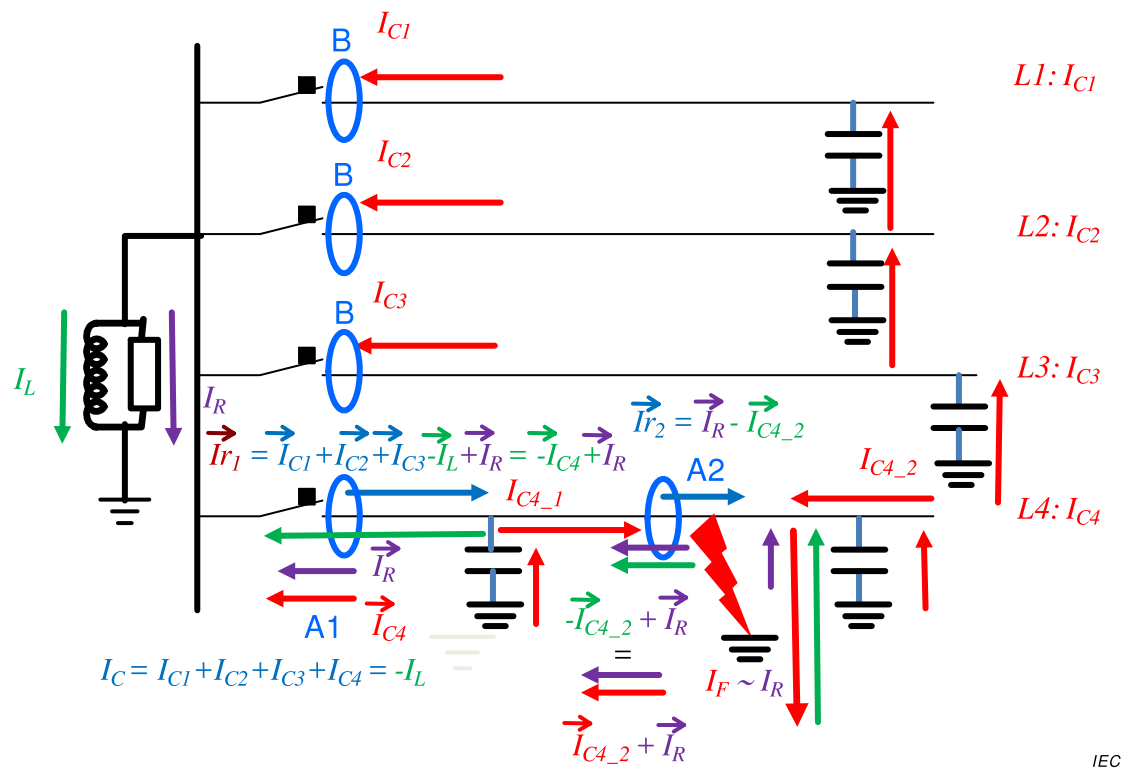


Figure 13 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle permanente – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)

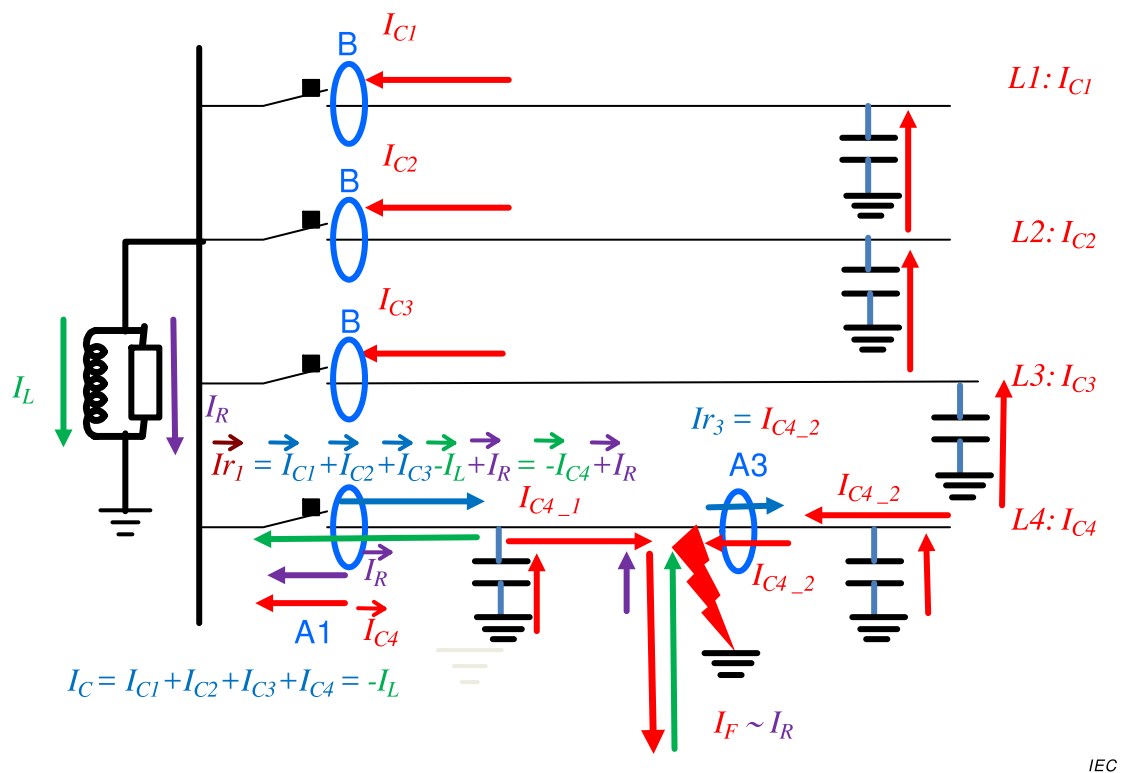
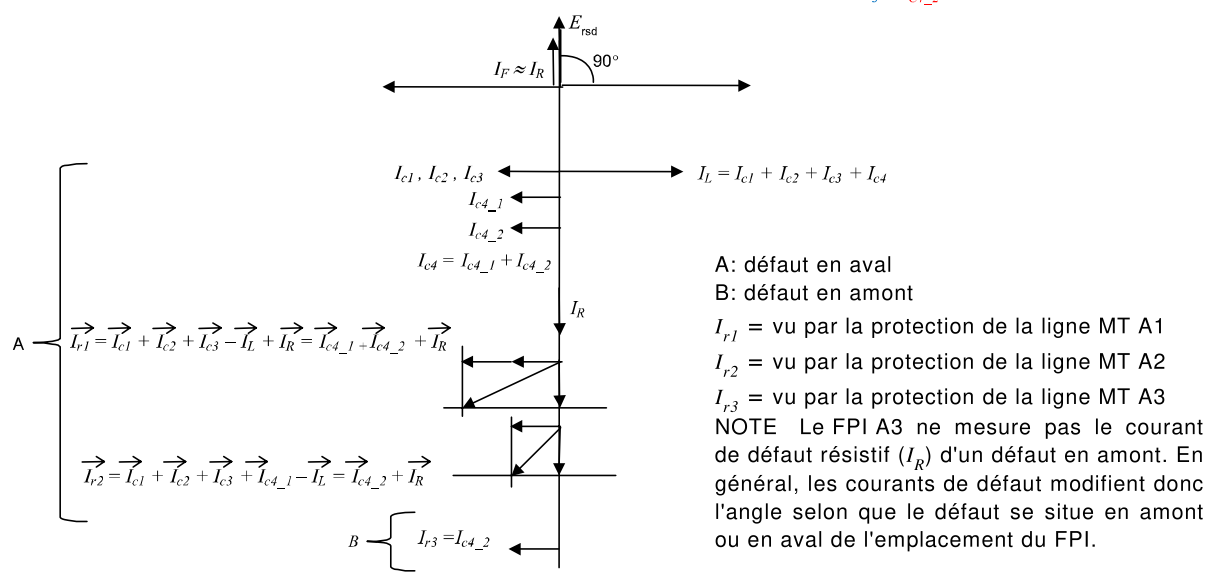
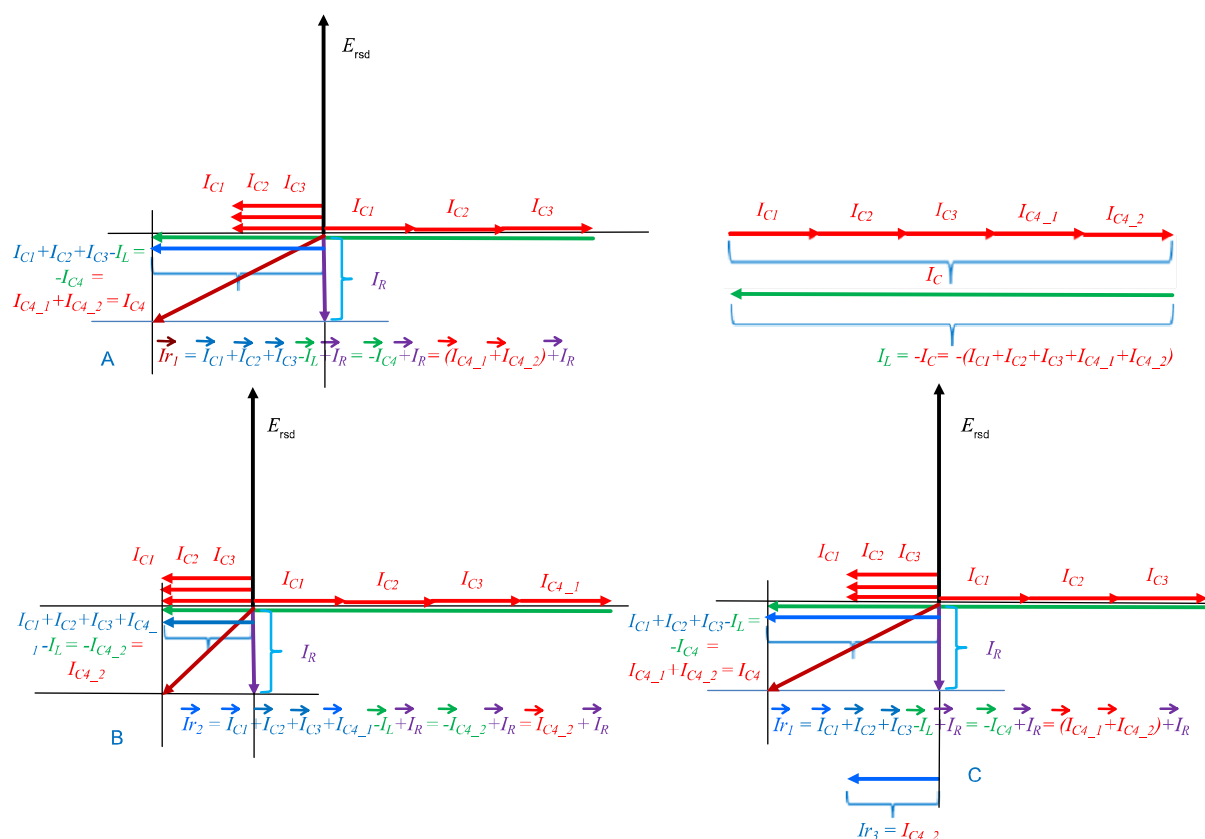


Figure 14 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)



IEC

Légende



emplacement des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)

L1, L2, L3, L4 ligne MT 1, ligne MT 2, ligne MT 3, ligne MT 4

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$ courants capacitifs résiduels des lignes 1, 2, 3 et 4 (égaux à la somme des courants capacitifs de chacune des trois phases de chaque ligne MT connectée au même jeu de barres MT)

I_F courant de défaut = somme vectorielle des courants capacitifs ($3 \times \omega \times C_E$) $\times E$ du réseau, du courant inductif de la bobine I_L et de la bobine + courant résistif supplémentaire occasionné par les pertes réseau, $\sim I_R$ en cas de bobine réglée à 100 % I_C , soit

	$\vec{I}_F = (\vec{I}_C + \vec{I}_L) + \vec{I}_R$ (E = tension de la phase à la terre du réseau électrique)
I_L	courant inductif de la bobine $I_L = -I_C$
I_{r1}	courant résiduel mesuré par le transformateur de courant résiduel ou le capteur de courant au début de la ligne 4, correspondant à la somme vectorielle du courant capacitif $(I_C - I_{C4}) = ((3 \times \omega \times C_E) \times E - I_{C4})$, courant inductif de la bobine I_L + courant résistif supplémentaire de la bobine occasionné par les pertes de réseau homopolaire, ~ somme vectorielle de $(-I_{C4})$, même direction que I_L et I_R , soit:
	$\vec{I}_{r1} = \left[(\vec{I}_C - \vec{I}_{C4}) + \vec{I}_L \right] + \vec{I}_R$ (E = tension de la phase à la terre du réseau électrique)
$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$	
$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$	courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en amont de l'emplacement du FPI/DSU
$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$	courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en aval de l'emplacement du FPI/DSU
I_{r2}	courant résiduel mesuré depuis le FPI/la DSU dans l'emplacement de la ligne 4 pour un défaut à la terre en aval du FPI/de la DSU, correspondant à la somme vectorielle du courant capacitif $(I_C - I_{C4 \text{ downstream}}) = ((3 \times \omega \times C_E) \times E - I_{C4 \text{ downstream}})$, du courant inductif de la bobine I_L + du courant résistif supplémentaire de la bobine occasionné par les pertes réseau, ~ somme vectorielle de $(I_C - I_{C4 \text{ downstream}})$, même direction que I_L et I_R .
	$\vec{I}_{r2} = \left[(\vec{I}_C - \vec{I}_{C4 \text{ downstream}}) + \vec{I}_L \right] + \vec{I}_R$ (E = tension de la phase à la terre du réseau électrique)
I_{r3}	courant résiduel mesuré depuis le FPI/la DSU dans l'emplacement de la ligne 4 pour un défaut à la terre en amont du FPI/de la DSU (égal à $I_{C4 \text{ downstream}}$)
I_R	courant traversant la résistance parallèle (équivalente)
E_{rsd}	Tension résiduelle égale à la somme vectorielle des trois tensions de la phase à la terre et dont la valeur scalaire est $-3 \times E $, où E est la tension de la phase à la terre dans un système équilibré
Cas A:	Défaut à la terre en aval de A1
Cas B:	Défaut à la terre en aval de A2
Cas C:	Défaut à la terre en amont de A3

Figure 15 – Réseau compensé par bobine d'extinction par inductance avec une résistance parallèle – diagrammes vectoriels désignés à la Figure 13 et à la Figure 14

En cas de détection de défauts non directionnelle, il s'avère très difficile de déterminer la direction du courant de défaut. La sensibilité (seuil minimal) du FPI/DSU est relative au composant actif du courant à travers la résistance parallèle (équivalente) et au courant capacitif de la section de la ligne en aval de l'emplacement du FPI/DSU.

Si la contribution au courant de défaut à la terre du réseau en aval de l'emplacement du FPI/DSU est comparable ou supérieure à celle du réseau en amont, seul le composant actif du courant en raison d'une résistance parallèle (équivalente) peut permettre une détection correcte des défauts directionnels.

Le composant actif du courant permet à la sensibilité du courant du FPI/DSU d'augmenter de sorte que les défauts en aval de l'emplacement du FPI/DSU puissent être détectés, ce qui évite ainsi des opérations de nuisance tout en offrant une sensibilité suffisante pour la détection de défauts de résistance élevée.

Il convient qu'une détection directionnelle depuis le FPI/la DSU soit présente. En l'absence de fonction de détection de défauts directionnels, la sensibilité peut être réduite de manière significative, selon la valeur totale des éléments de résistance en série dans le circuit de défaut.

Là aussi, des modifications apportées à la configuration du réseau ou des configurations de réseau dans lesquelles une ligne MT a une contribution plus importante (en termes de courant capacitif par rapport aux autres lignes MT) peuvent donner lieu à des détections incorrectes de défauts depuis les FPI/DSU.

Pour détecter les directions des courants de défaut, différents algorithmes peuvent être utilisés (principe de détection wattmétrique, analyse des transitoires la première milliseconde après le défaut, etc.).

En cas de défaut en aval et de bobine réglée à 100 % du courant capacitif, le courant traversant le FPI/DSU correspond à la somme vectorielle du courant capacitif de la ligne MT en aval de l'emplacement du FPI/DSU et du courant actif neutre.

Dans le cas d'une bobine réglée à des valeurs différentes de 100 % I_C , le courant traversant le FPI/DSU correspond à la somme vectorielle de la discordance de courant capacitif/inductif (discordance, intentionnelle ou non, entre le courant inductif de la bobine et le courant capacitif total du réseau MT) et du courant capacitif de la ligne MT en aval de l'emplacement du FPI/DSU et du courant actif neutre.

En ce qui concerne le courant actif, deux cas peuvent être examinés:

- Résistance parallèle permanente: le courant actif neutre est relativement faible (de quelques ampères à une dizaine d'ampères), ce qui donne un courant de défaut à la terre total faible. Dans ce cas, le courant présent dans le FPI/DSU est comparable, voire inférieur au courant capacitif en aval et a la même direction (par rapport au composant réactif) que les courants de défaut dans les lignes saines (et les FPI/DSU associés). Comme le réglage non correct de la bobine est généralement négligeable et que les valeurs de courant total sont très faibles, des FPI/DSU directionnels sont exigés;
- Résistance parallèle temporaire: lorsque la résistance est mise en service, le courant de défaut à la terre augmente suffisamment pour permettre une détection directionnelle. Le courant actif neutre, dans cette solution, peut être relativement élevé (voir aussi 5.2.3.3).

Pour détecter les directions des courants de défaut, différents algorithmes peuvent être utilisés (principe de détection varométrique ou wattmétrique, analyse des transitoires, etc.).

5.2.3.3 Détection de défauts à la terre dans les réseaux à neutre non directement mis à la terre résistifs (réseaux avec résistance de mise à la terre)

Le schéma des directions de flux de courant en référence à l'orientation des capteurs de courant résiduel est donné à la Figure 16 et à la Figure 17.

Les diagrammes vectoriels et les définitions des symboles sont indiqués à la Figure 18.

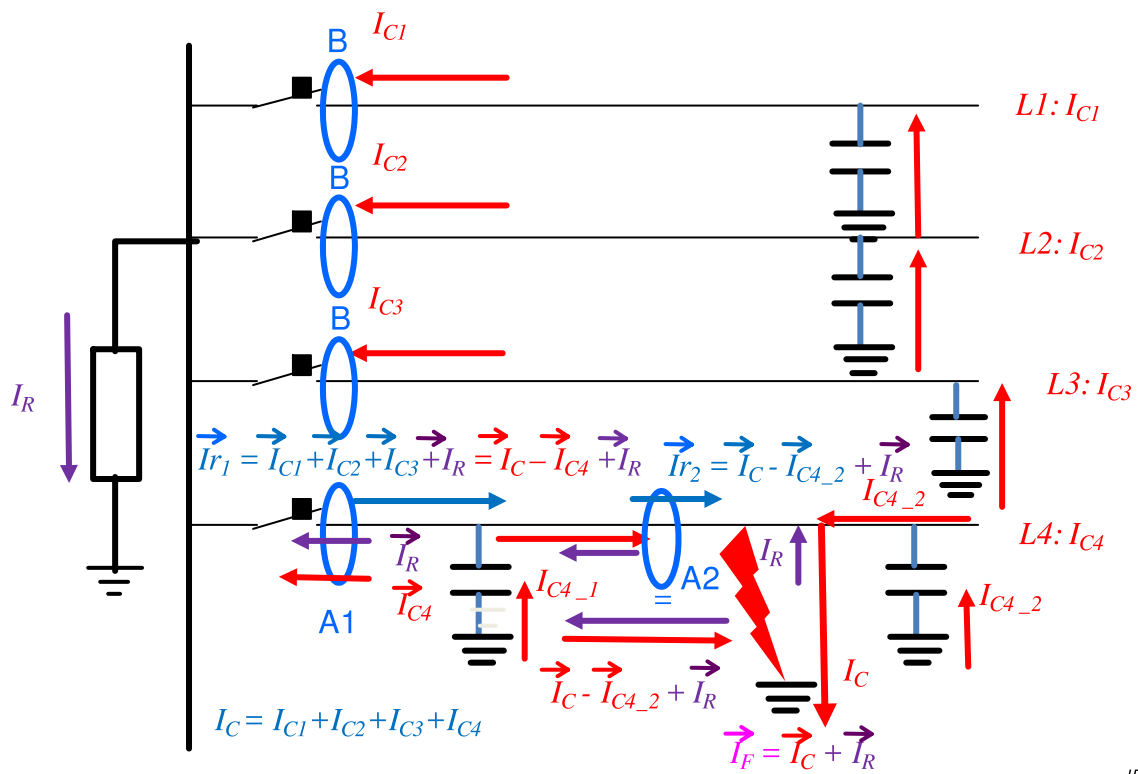


Figure 16 – Réseau avec résistance de mise à la terre – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en amont de l'emplacement du défaut (défaut en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU)

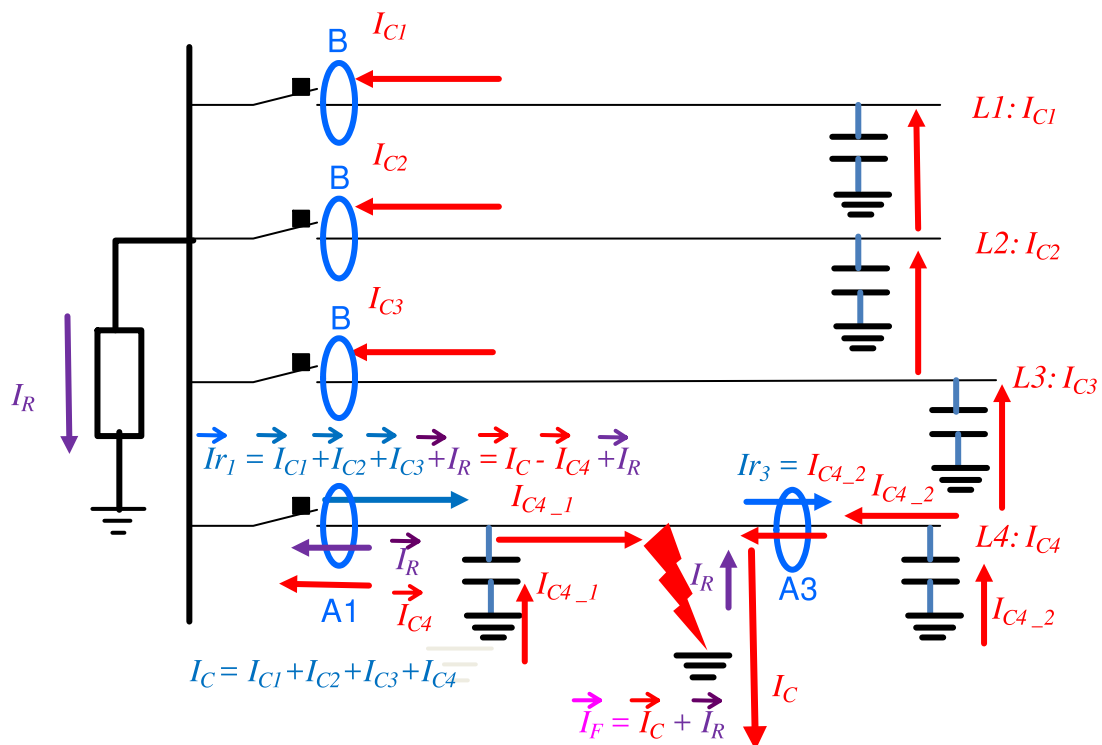
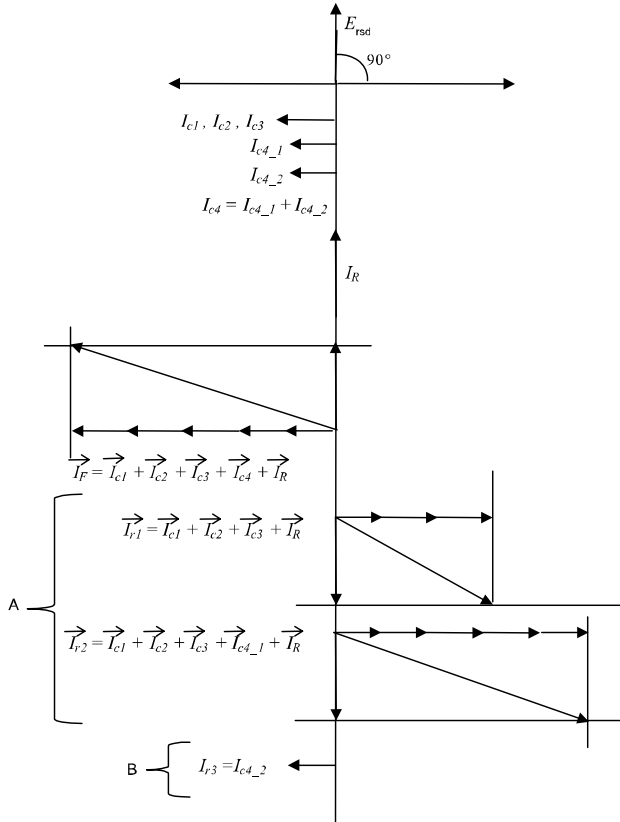
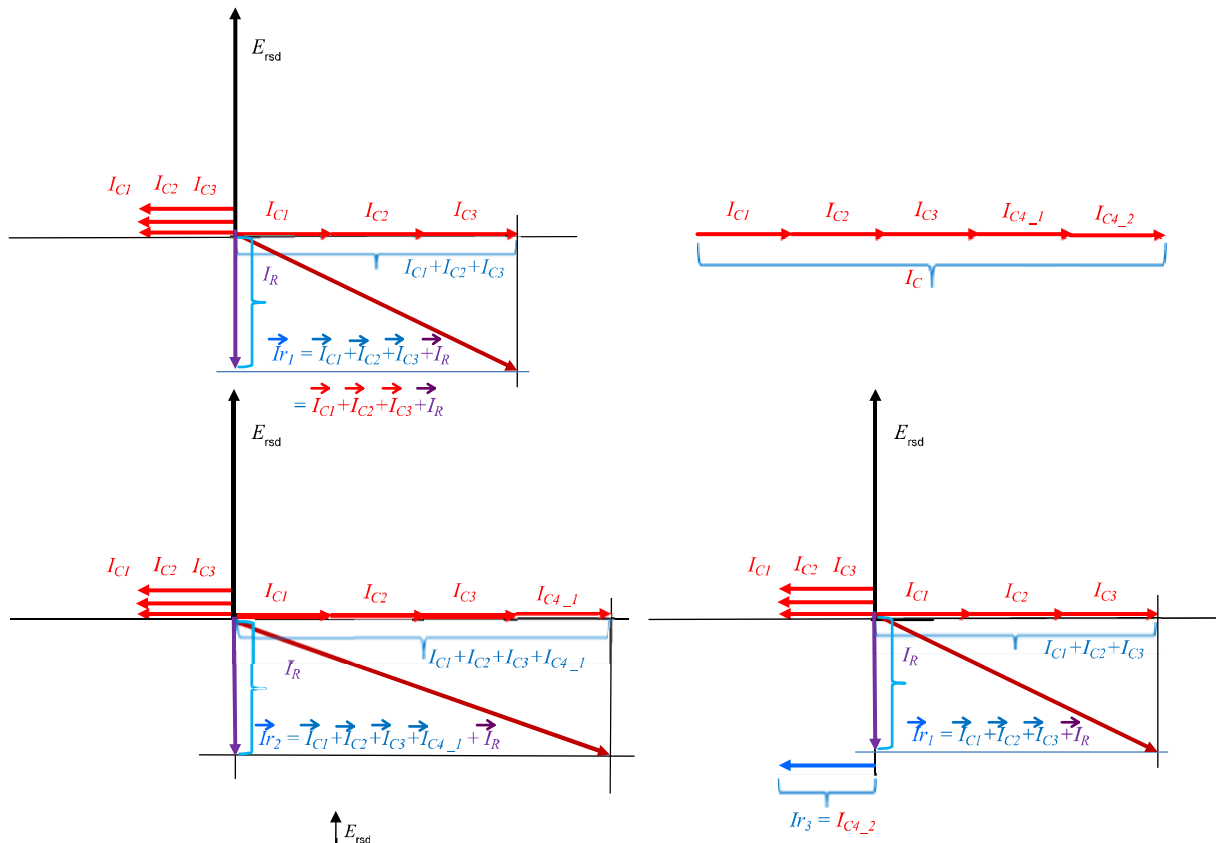



Figure 17 – Réseau avec résistance de mise à la terre – détection de la direction du courant de défaut de la phase à la terre depuis le FPI/la DSU en aval de l'emplacement du défaut (défaut en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU)



A: défaut en aval
 B: défaut en amont
 I_{r1} = vu par la protection de la ligne MT A1
 I_{r2} = vu par la protection de la ligne MT A2
 I_{r3} = vu par la protection de la ligne MT A3
 NOTE Le FPI A3 ne mesure pas le courant de défaut résistif (I_R) d'un défaut en amont. En général, les courants de défaut modifient donc l'angle selon que le défaut se situe en amont ou en aval de l'emplacement du FPI.

IEC

Légende

 emplacement des transformateurs de courant (TC) résiduel (ou des capteurs de courant pour la mesure du courant résiduel)

L1, L2, L3, L4 ligne MT 1, ligne MT 2, ligne MT 3, ligne MT 4

$I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}, I_{C4}$	courants capacitifs résiduels des lignes 1, 2, 3 et 4 (égaux à la somme des courants capacitifs de chacune des trois phases de chaque ligne MT connectée au même jeu de barres MT)
I_R	courant traversant la résistance de mise à la terre
I_F	courant de défaut = somme vectorielle des courants capacitifs $(3 \times \omega \times C_E) \times E$ du réseau et du courant résistif de la résistance de mise à la terre, soit: $\vec{I}_F = \vec{I}_C + \vec{I}_R \quad (E = \text{tension de la phase à la terre du réseau électrique})$
I_{r1}	courant résiduel mesuré par le transformateur de courant résiduel ou le capteur de courant au début de la ligne 4, correspondant à la somme vectorielle du courant capacitif $I_C - I_{C4}$ = $((3 \cdot \omega \cdot C_E) \cdot E - I_{C4})$ et du courant résistif de la résistance de mise à la terre, soit: $\vec{I}_{r1} = (\vec{I}_C - \vec{I}_{C4}) + \vec{I}_R \quad (E \text{ est la tension de la phase à la terre du réseau électrique})$
$I_{C4_1} + I_{C4_2} = I_{C4}$	
$I_{C4_1} = I_{C4 \text{ upstream}}$	courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en amont de l'emplacement du FPI/DSU
$I_{C4_2} = I_{C4 \text{ downstream}}$	courant capacitif résiduel de la section de la ligne 4 en aval de l'emplacement du FPI/DSU
I_{r2}	courant résiduel mesuré depuis le FPI/la DSU dans l'emplacement de la ligne 4 pour un défaut à la terre en aval du FPI/de la DSU, correspondant à la somme vectorielle du courant capacitif $(I_C - I_{C4 \text{ downstream}}) = ((3 \times \omega \times C_E) \times E - I_{C4 \text{ downstream}})$ et du courant résistif de la résistance de mise à la terre, soit: $\vec{I}_{r2} = (\vec{I}_C - \vec{I}_{C4 \text{ downstream}}) + \vec{I}_R \quad (E = \text{tension de la phase à la terre du réseau électrique})$
I_{r3}	courant résiduel mesuré depuis le FPI/la DSU dans l'emplacement de la ligne 4 pour un défaut à la terre en amont du FPI/de la DSU (égal à $I_{C4 \text{ downstream}}$)
E_{rsd}	Tension résiduelle égale à la somme vectorielle des trois tensions de la phase à la terre et dont la valeur scalaire est $-3 \times E $, où E est la tension de la phase à la terre dans un système équilibré
Cas A:	défaut à la terre en aval de A1
Cas B:	défaut à la terre en aval de A2
Cas C:	défaut à la terre en amont de A3

Figure 18 – Réseau avec résistance de mise à la terre – diagrammes vectoriels désignés à la Figure 16 et à la Figure 17

Comme I_R est généralement bien supérieur à I_C (et donc à $I_{C4 \text{ downstream}}$) également), le FPI/DSU peut être non directionnel, étant donné que la direction du courant de défaut est déterminée par les fonctionnalités du réseau. La sensibilité (réglage de seuil minimal) du FPI/ de la DSU est uniquement liée à $I_{C4 \text{ downstream}}$.

5.2.3.4 Détection de défauts à la terre dans les réseaux à neutre directement à la terre

Dans ces réseaux, un défaut à la terre est similaire à un défaut polyphasé, ce qui explique pourquoi les diagrammes vectoriels sont donnés en 5.2.4.

Pour cette raison, le FPI/DSU peut être non directionnel; en effet, la direction du courant de défaut est déterminée par les fonctionnalités du réseau (à moins qu'il y ait une présence importante de DER).

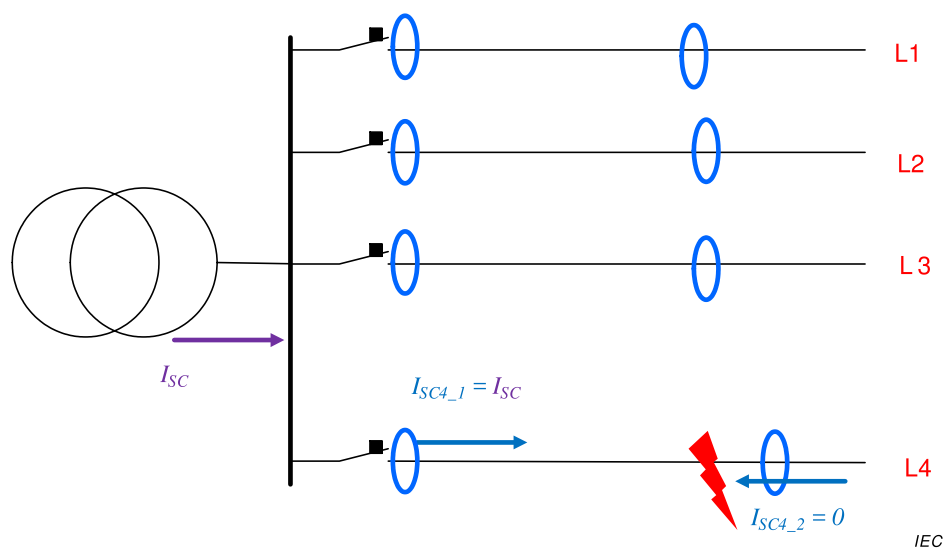
Le courant de défaut de la phase à la terre dépend du ratio R/X du circuit de séquence.

Par conséquent, il peut être relativement différent selon l'emplacement du défaut (selon qu'il se trouve près du transformateur HT/MT ou le long de la ligne) et, dans le dernier cas, selon la typologie du conducteur en amont de l'emplacement du défaut (ligne aérienne, câble souterrain, etc.).

5.2.4 Détection de surintensités en l'absence ou avec présence négligeable de DER

5.2.4.1 Absence de DER

Le circuit à prendre en considération est présenté à la Figure 19.



Légende

I_{sc} contribution de court-circuit à un défaut sur le réseau MT depuis le transformateur HT/MT en amont de l'emplacement du FPI/DSU le long de la ligne MT

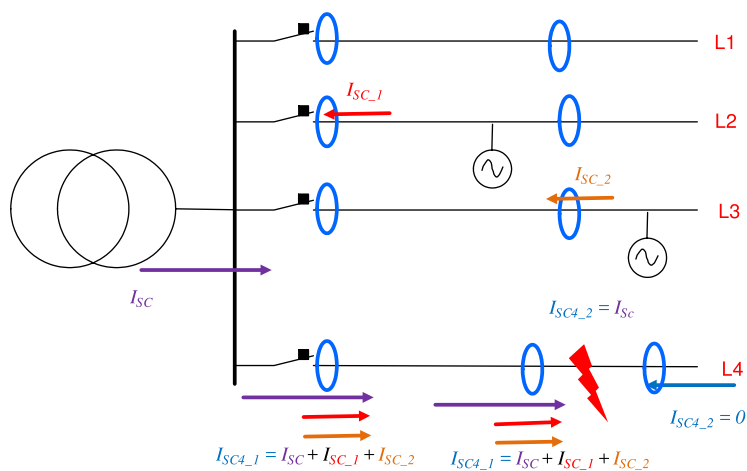
$I_{sc4_1} = I_{sc}$ pour tout FPI/DSU en amont d'un défaut 2ϕ ou 3ϕ

$I_{sc4_2} = 0$ pour tout FPI/DSU en aval d'un défaut 2ϕ ou 3ϕ

Figure 19 – Surintensités dans un réseau radial sans DER – détection correcte des courants par les FPI/DSU non directionnels (sensibilité satisfaisante concernant la détection de surintensités)

5.2.4.2 Présence négligeable de DER

Les circuits à prendre en considération sont présentés à la Figure 20 et la Figure 21.



IEC

Légende

I_{sc} contribution de court-circuit à un défaut sur le réseau MT depuis le transformateur HT/MT en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU le long de la ligne MT

$I_{sc4,1} = I_{sc} + I_{sc,1} + I_{sc,2}$ pour tout FPI/DSU en amont d'un défaut 2 ϕ ou 3 ϕ

$I_{sc4,2} = 0$ pour tout FPI/DSU en aval d'un défaut 2 ϕ ou 3 ϕ

$I_{sc,1}$ contribution de court-circuit à un défaut sur une autre ligne MT depuis un générateur de puissance assignée faible-moderée connectée le long d'une ligne MT saine (inférieure aux réglages de courant maximal du relais de protection et du FPI/DSU)

$I_{sc,2}$ contribution de court-circuit à un défaut sur une autre ligne MT depuis un générateur de puissance assignée faible-moderée connectée le long d'une ligne MT saine (inférieure aux réglages de courant maximal du relais de protection et du FPI/DSU)

**Figure 20 – Surintensités dans un réseau radial avec présence négligeable de DER –
détection correcte des courants par les FPI/DSU non directionnels (sensibilité
satisfaisante concernant la détection de surintensités)**

Pour les défauts de phase, la direction du courant de défaut est déterminée par le transformateur HT/MT dans une configuration radiale en l'absence de DER ou avec présence négligeable de DER. Les FPI/DSU directionnels ne sont pas nécessaires.

5.2.5 Détection de surintensités avec présence importante de DER (augmentation significative des valeurs de courant de court-circuit)

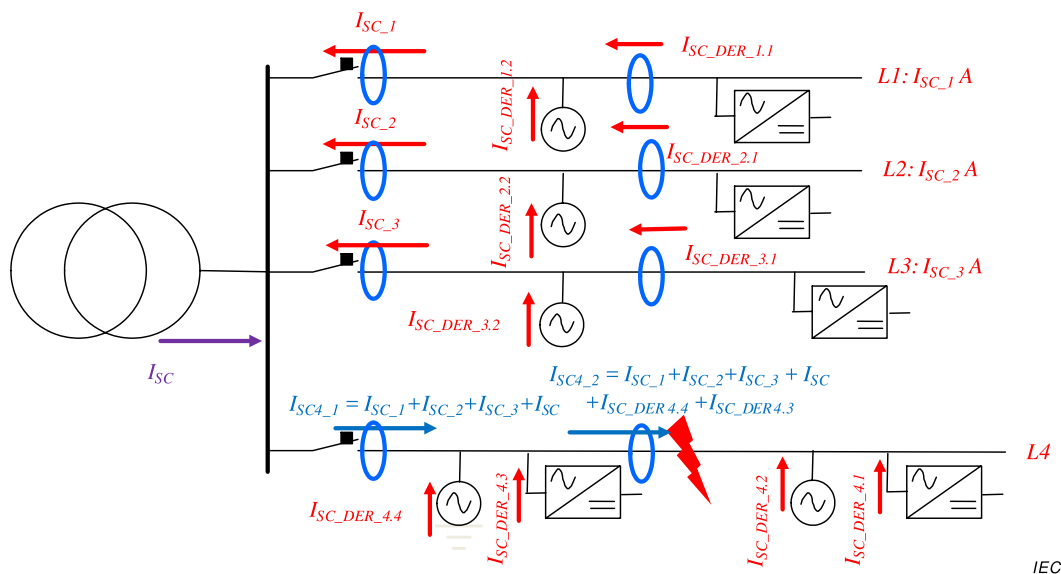


Figure 21a –FPI/DSU en amont de l'emplacement du défaut

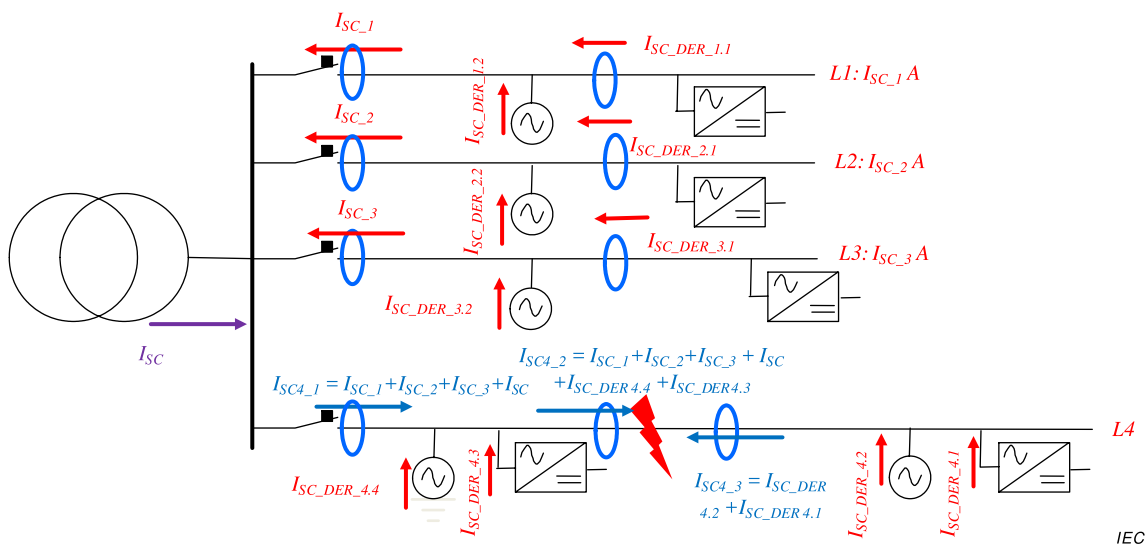


Figure 21b –FPI/DSU en aval de l'emplacement du défaut

Légende



emplacement des transformateurs de courant de phase (ou des capteurs pour la mesure des surintensités)

I_{SC} contribution de court-circuit à un défaut sur le réseau MT depuis le transformateur HT/MT en amont de la protection de la ligne MT et/ou de l'emplacement du FPI/DSU le long de la ligne MT

$I_{SC_1}, I_{SC_2}, I_{SC_3}$ contributions de court-circuit à un défaut sur la ligne 4 depuis plusieurs générateurs de puissance assignée faible-moderée connectés le long des lignes MT 1, 2 et 3 saines (les valeurs peuvent être inférieures ou supérieures aux réglages de courant maximal du relais de protection et/ou des FPI)

$I_{SC4_1} = I_{SC} + I_{SC_1} + I_{SC_2} + I_{SC_3}$ détectées depuis la protection de la ligne MT en cas de défaut 2 ϕ à 3 ϕ (la valeur peut être inférieure ou supérieure aux réglages de courant maximal du relais de protection)

$I_{SC4_2} = I_{SC} + I_{SC_1} + I_{SC_2} + I_{SC_3} + (I_{SC_DER_4,4} + I_{SC_DER_4,3})$ (contribution de DER en amont de l'emplacement du FPI/DSU le long de la ligne 4) en cas de défaut 2Φ à 3Φ en aval de l'emplacement du FPI/DSU sur la ligne MT (la valeur peut être inférieure ou supérieure aux réglages de courant maximal des FPI/DSU)

$I_{SC4_3} = I_{SC_DER_4,2} + I_{SC_DER_4,1}$ (contribution de DER en aval de l'emplacement du FPI/de la DSU le long de la ligne 4) en cas de défaut 2Φ à 3Φ en amont de l'emplacement du FPI/de la DSU sur la ligne MT (la valeur peut être inférieure ou supérieure aux réglages de courant maximal des FPI/DSU)

**Figure 21 – Surintensités dans un réseau radial avec présence importante de DER –
détection inexacte de défauts par les FPI/DSU non directionnels
(détection médiocre ou sensibilité extrêmement faible)**

Dans cette situation, le DER contribue aux courants de court-circuit en tout point du réseau de distribution fourni par le même bus de poste.

La contribution de courant n'est pas définie, car elle est strictement relative au type et aux caractéristiques du générateur et à la méthode de mise à la terre utilisés, en particulier, les valeurs théoriques types sont:

- réseaux synchrones, courant nominal compris dans la plage d'environ 6 par unité (p.u.) à 8 p.u. (réactance subtransitoire);
- réseaux asynchrones (sans système d'excitation autonome), courant nominal compris dans la plage d'environ 8 p.u. à 10 p.u., quelques dizaines de millisecondes;
- onduleurs, courant nominal compris dans la plage d'environ 1,1 p.u. à 1,3 p.u., etc.

Des effets mineurs peuvent découler, dans certains cas, de la nature de la source d'énergie principale:

- l'eau;
- les ressources fossiles;
- le vent;
- l'énergie solaire, etc.

et/ou de l'utilisation du générateur (relative au cycle de production, production combinée de chaleur et d'énergie électrique, génération pure, etc.).

D'après la Figure 21, il est évident qu'une détection correcte des surintensités peut ne pas être effectuée avec l'indication de leur direction, depuis les relais de protection de la ligne MT et depuis les FPI/DSU, compte tenu de l'impact et de la présence importante de DER.

Pour la détection de défauts de surintensité dans les réseaux de distribution avec présence importante de DER, des FPI/DSU directionnels sont nécessairement exigés; en effet, la contribution de courant au défaut provenant des DER peut être comparable à la contribution de courant au défaut provenant du transformateur HT/MT.

Dans le cas où le défaut est proche de l'emplacement du FPI/de la DSU, le principe de mémoire de tension peut être adopté en prenant en compte la tension d'au moins une phase saine (phase à la terre ou entre phases) avant l'apparition du défaut.

Annexe A (informative)

Exemple d'une solution possible de détection de défauts traversant les FPI/DSU sur une ligne en boucle fermée

A.1 Généralités

L'Annexe A donne un exemple d'une solution possible de détection de défauts traversant les FPI/DSU sur une ligne en boucle fermée. Une méthodologie mathématique fondée sur les bipôles doubles est décrite afin de présenter la manière de modéliser le réseau en boucle fermée. La topologie de réseau à l'étude est obtenue par la fermeture de deux lignes radiales à partir du jeu de barres du même poste principal.

A.2 Modèle de bipôles doubles

Une ligne MT peut être représentée par un modèle de paramètres concentré. Quel que soit le modèle utilisé, il peut être pris pour hypothèse que chaque branche de la ligne, monophasée par exemple, est un bipôle double.



Figure A.1 – Bipôle double

Le bipôle double représenté à la Figure A.1 correspond à un type passif linéaire.

La relation entre les valeurs d'entrée et de sortie est obtenue par l'équation linéaire ci-dessous:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{A} & \dot{B} \\ \dot{C} & \dot{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_2 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix}$$

Les éléments de la matrice 2×2 ci-dessus sont spécifiés par l'équation des télégraphistes pour les lignes électriques.

En particulier:

- r [Ω/km] résistance longitudinale kilométrique de la branche de la ligne;
- l [H/km] inductance longitudinale kilométrique de la branche de la ligne;
- c [F/km] capacité longitudinale kilométrique de la branche de la ligne;
- a [km] longueur de la ligne.

$$\dot{z} = r + j\omega l;$$

$\dot{y} = j\omega c$ (la conductivité transversale est négligée étant donné que les lignes sont correctement isolées);

$$\dot{z}_0 = \sqrt{\frac{\dot{z}}{\dot{y}}};$$

$$\dot{k} = \sqrt{\dot{z}\dot{y}};$$

$$\dot{A} = \cosh(\dot{k}a);$$

$$\dot{B} = \dot{z}_0 \sinh(\dot{k}a);$$

$$\dot{C} = \frac{1}{\dot{z}_0} \sinh(\dot{k}a).$$

En cas de branche de ligne unique, c'est-à-dire de matériau homogène, $D = A$.

A.3 Analyse des valeurs homopolaires en cas de défaut sur une ligne extérieure à la boucle fermée

Lorsqu'un défaut survient dans un réseau MT exploité de façon radiale, l'angle entre les tensions et les courants homopolaires sur les sections saines, sur le même jeu de barres de la ligne défectueuse, est un angle (d'avance) de 90° au niveau de chaque point, indépendamment de la mise à la terre du neutre.

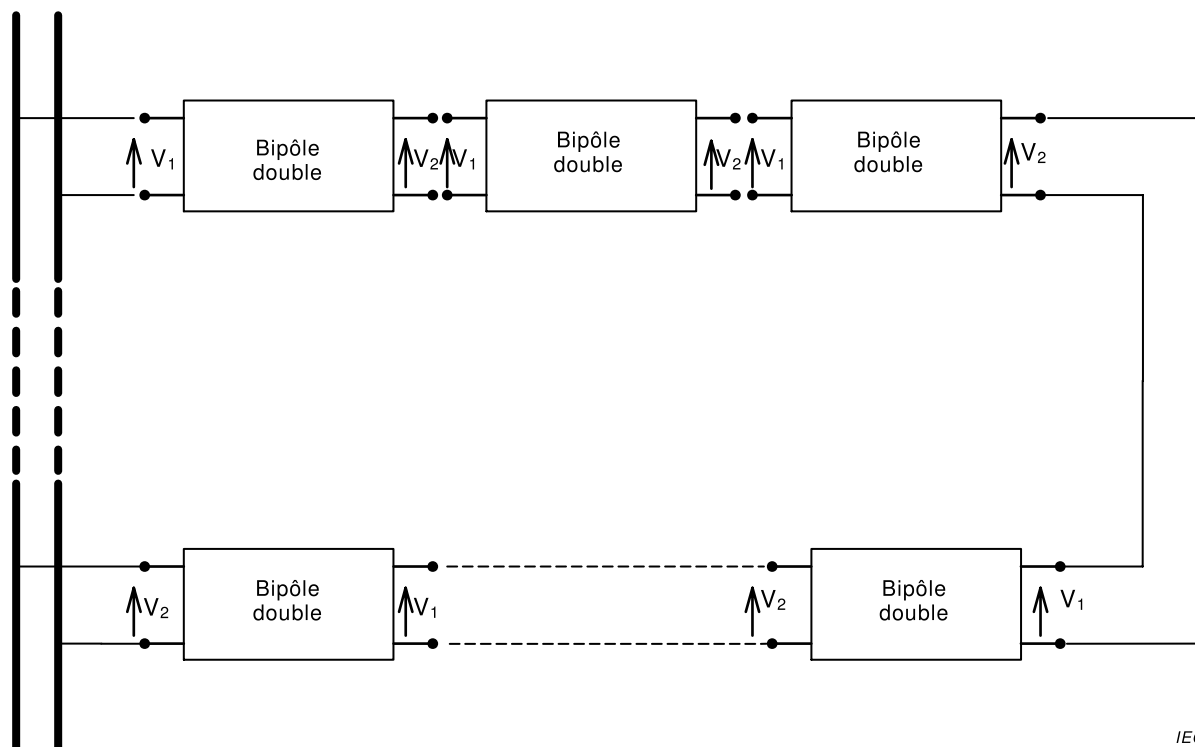
Sur une ligne à boucle fermée, en cas de défaut sur une autre ligne du même jeu de barres, l'angle entre les tensions et les courants homopolaires diffère de 90°. L'écart dépend du point de mesure et des caractéristiques physiques de la ligne.

Si l'écart susmentionné est inconnu, cela pourrait poser des problèmes lors du réglage du FPI/de la DSU et pourrait alors entraîner un déclenchement non intentionnel. Une méthode pour évaluer cet écart est décrite ci-après.

En cas de défaut à la terre d'impédance nulle sur une ligne du jeu de barres à laquelle sont connectées les branches de la boucle, la tension homopolaire du circuit homopolaire est comparable à la tension de phase totale.

Le circuit en boucle homopolaire est constitué d'une série de segments (bipôles doubles) en cascade, commençant au niveau du jeu de barres MT et se terminant au niveau du dernier segment du même jeu de barres (voir la Figure A.2). Dans ce cas, les impédances longitudinales et transversales homopolaires doivent être prises en considération.

JEU DE BARRES



IEC

Figure A.2 – Bipôles doubles en cascade

La matrice complexe du bipôle double de facteur i étant définie par H_i , la matrice de la boucle équivalente est la suivante:

$$\dot{H} = \prod_{i=1}^N \dot{H}_i$$

où N est le nombre de branches.

Le premier élément à démontrer est que, en raison des branches non homogènes de la matrice \dot{H}_i , $\dot{A} \neq \dot{D}$.

Dans un premier temps, les tensions et les courants homopolaires des différentes sections de la boucle sont obtenus par résolution du réseau présentant les deux courants homopolaires $\vec{I}_{1,rsd}$ et $\vec{I}_{2,rsd}$ qui traversent le jeu de barres MT dans les deux branches de la boucle.

Etant donné que les deux branches sont connectées au jeu de barres du même poste principal MT, $\vec{V}_{1,rsd} = \vec{V}_{2,rsd} = \vec{V}_{rsd}$.

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{rsd} \\ \vec{I}_{1,rsd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{h}_{1,1} & \dot{h}_{1,2} \\ \dot{h}_{2,1} & \dot{h}_{2,2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_{rsd} \\ \vec{I}_{2,rsd} \end{bmatrix}$$

Pour les raisons susmentionnées, $\dot{h}_{1,1} \neq \dot{h}_{2,2}$. Ainsi, les courants $\vec{I}_{1,rsd}$ et $\vec{I}_{2,rsd}$, qui résolvent le système, ont des valeurs différentes.

Les solutions du système sont les suivantes:

$$\vec{I}_{2,\text{rds}} = \vec{V}_{\text{rds}} \frac{(1 - \dot{h}_{1,1})}{\dot{h}_{1,2}}$$

$$\vec{I}_{1,\text{rds}} = \vec{V}_{\text{rds}} \left(\dot{h}_{2,1} + \dot{h}_{2,2} \frac{1 - \dot{h}_{1,1}}{\dot{h}_{1,2}} \right)$$

Ensuite, une fois que les courants au début et à la fin de la boucle sont connus, les courants de chaque section peuvent être déterminés en appliquant la procédure inverse. En particulier, si les tensions et les courants homopolaires en aval de la branche j sont calculés, la solution est donnée par la relation ci-après.

Par conséquent, $\vec{V}_{j,\text{rds}}$ et $\vec{I}_{j,\text{rds}}$ représentent la tension et les courants homopolaires du bipôle double j :

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{j,\text{rds}} \\ \vec{I}_{j,\text{rds}} \end{bmatrix} = \left(\prod_{i=0}^{j-1} \dot{H}_{j-1}^{-1} \right) \begin{bmatrix} \vec{V}_{\text{rds}} \\ \vec{I}_{1,\text{rds}} \end{bmatrix}$$

A.4 Analyse en cas de défaut dans la boucle fermée

En cas de défaut dans la boucle, il convient de définir les données connues ou les paramètres de la ressource du réseau MT qui doivent être calculés.

Les relations suivantes donnent deux valeurs approximatives de la tension homopolaire du jeu de barres MT du poste principal et du courant de défaut à l'emplacement du défaut. Ces relations sont valides pour les neutres isolés comme pour les neutres mis à la terre via une impédance. Avec les paramètres suivants :

\dot{Z}_N impédance entre un point neutre et la terre (en cas de neutre isolé, égale à ∞);

$\vec{V}_{SB,\text{rds}}$ tension homopolaire du jeu de barres MT;

C capacité totale de la phase à la terre du réseau MT,

la relation suivante est donnée :

$$\vec{V}_{SB,\text{rds}} = \frac{-\dot{Z}_N \vec{E}_j}{\dot{Z}_N + R_F(1 + 3j\omega C \dot{Z}_N)} .$$

Avec \vec{E}_j la tension de phase de la phase défectueuse,

$$\vec{I}_g = \frac{\vec{E}_j(1 + 3j\omega C \dot{Z}_N)}{\dot{Z}_N + R_F(1 + 3j\omega C \dot{Z}_N)} .$$

En cas de défaut à la terre, avec $R_F = 0$ (où R_F est la résistance du défaut), on obtient

$$\vec{V}_{SB,\text{rds}} = -\vec{E}_j$$

$$\vec{I}_g = \frac{\vec{E}_j(1+3j\omega C\dot{Z}_N)}{\dot{Z}_N}.$$

Si le défaut se produit entre les branches s et $s+1$ d'une boucle composée de N branches décrite en Figure A.3, le circuit électrique peut être simplifié par le schéma équivalent décrit en Figure A.4.

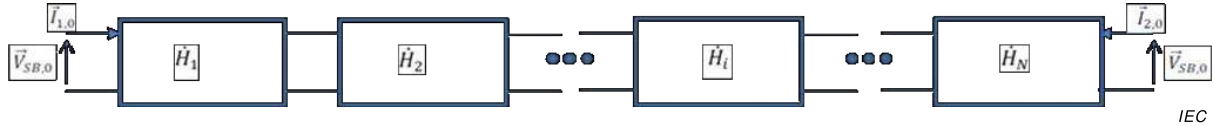


Figure A.3 – Bipôles doubles en boucle fermée

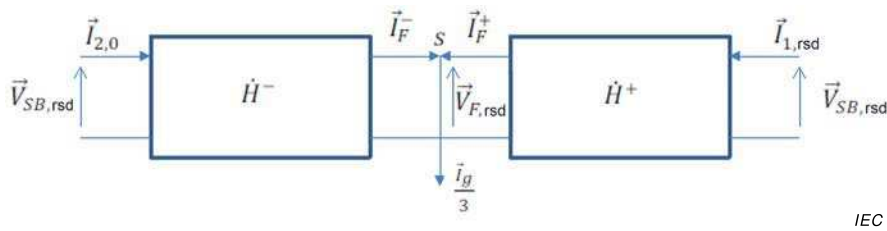


Figure A.4 – Modèle équivalent en cas de défaut

où

$\vec{V}_{F,rsd}$ est la tension homopolaire au niveau du défaut;

\vec{I}_F^+ est le courant homopolaire du jeu de barres du poste principal traversant le côté droit de la boucle;

\vec{I}_F^- est le courant homopolaire du jeu de barres du poste principal traversant le côté gauche de la boucle;

$\vec{I}_{1,rsd}$ est le courant homopolaire mesuré au poste principal de la ligne 1 de la boucle;

$\vec{I}_{2,rsd}$ est le courant homopolaire mesuré au poste principal de la ligne 2 de la boucle;

\dot{H}^+ est la matrice d'impédance 2×2 traversant le jeu de barres MT par le côté droit de la branche, à savoir:

$$\dot{H}^+ = \prod_{i=1}^{i=s} \dot{H}_i$$

\dot{H}^- est la matrice d'impédance 2×2 traversant le jeu de barres MT par le côté gauche de la branche, à savoir:

$$\dot{H}^- = \prod_{i=N}^{i=s-1} \dot{H}_i$$

Les équations suivantes peuvent être définies:

$$\frac{\vec{I}_g}{3} = \vec{I}_F^+ + \vec{I}_F^-$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{SB,rsd} \\ \vec{I}_{1,rsd} \end{bmatrix} = \dot{H}^+ \begin{bmatrix} \vec{V}_{F,rsd} \\ \vec{I}_F^+ \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{SB,rsd} \\ \vec{I}_{2,0} \end{bmatrix} = \dot{H}^- \begin{bmatrix} \vec{V}_{F,rsd} \\ \vec{I}_F^- \end{bmatrix}$$

Ces équations mènent à un système linéaire avec 5 facteurs inconnus: $\vec{V}_{F,rsd}$, \vec{I}_F^+ , \vec{I}_F^- , $\vec{I}_{1,rsd}$, $\vec{I}_{2,rsd}$, pour lequel la solution donne les valeurs des tensions et courants homopolaires dans la section défectueuse de la boucle.

La solution est donnée par:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{F,rsd} \\ \vec{I}_F^+ \\ \vec{I}_F^- \\ \vec{I}_{1,rsd} \\ \vec{I}_{2,rsd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{h}_{1,1}^+ & \dot{h}_{1,2}^+ & 0 & 0 & 0 \\ \dot{h}_{2,1}^+ & \dot{h}_{2,2}^+ & 0 & -1 & 0 \\ \dot{h}_{1,1}^- & 0 & \dot{h}_{1,2}^- & 0 & 0 \\ \dot{h}_{2,1}^- & 0 & \dot{h}_{2,2}^- & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \vec{V}_{SB,rsd} \\ 0 \\ \vec{V}_{SB,rsd} \\ 0 \\ \frac{\vec{I}_g}{3} \end{bmatrix}$$

Avec ces valeurs, les valeurs des tensions et des courants homopolaires de chaque section de la boucle peuvent être récupérées à l'aide de la méthode décrite ci-dessus, en cas de défaut à la terre sur une ligne extérieure à la boucle.

A.5 Exemples d'application sur le terrain

Des informations précises sur des exemples d'application sur le terrain d'une installation de FPI/DSU, à savoir un schéma de relais par pilote à portée étendue et à autorisation (PO, *permissive overreach*) avec relais à maximum de courant pour les défauts de phase comme pour les défauts à la terre dans une ligne MT à boucle fermée, exploitée avec un neutre sous-terrain ou compensé, peuvent être consultées en [11]. Dans ce document, des quantités homopolaires adaptées sont étudiées et des variations de réglages de relais sont proposées et vérifiées par des simulations précises.

Annexe B (informative)

Exemple de technique de coordination de détection de défauts par les FPI/DSU et relais de protection de la ligne MT

B.1 Confirmation de détection de défauts autonome par les FPI/DSU

Dans ce cas, il convient que les FPI/DSU et les relais de protection en amont des FPI/DSU disposent de la même capacité (méthodes de détection de défauts) et de la même sensibilité de détection de défauts. Aucune coordination intentionnelle n'existe entre les relais de protection et les FPI/DSU, ni pas communication, ni avec d'autres moyens. En cas de défaut proche de la sensibilité du réglage du FPI/DSU et/ou du relais de protection, cela pourrait provoquer différents comportements des dispositifs, entraînant d'éventuels problèmes de localisation des défauts, même en cas de localisation réalisée par le personnel sur le terrain ou par un système d'automatisation.

Avantages de la solution: le déclenchement du disjoncteur peut ne pas être nécessaire pour confirmer la présence du défaut, ce qui permet donc aux solutions d'automatisation du réseau MT de pouvoir effectuer moins d'opérations à partir du disjoncteur et moins d'interruptions affectant les clients sur des sections saines de la ligne en amont de la ligne défectueuse. Cet aspect peut se révéler important si une réglementation concernant la qualité de l'alimentation (nombre d'interruptions) existe.

Inconvénients de la solution: une très bonne coordination de la détection de défauts entre les relais de protection MT et les FPI/DSU doit être présente. Ladite coordination est plus susceptible d'être obtenue si, pour les FPI/DSU comme pour les relais de protection, les mêmes principes de détection de défauts sont appliqués et les réglages sont réglementés afin d'atteindre la même sensibilité.

La Figure B.1 présente une détection de défauts correcte. Les FPI/DSU et le relais de protection de la ligne MT détectent les défauts en aval de leur emplacement. Le temps de détection de défauts par les FPI/DSU ne doit pas être strictement proche de celui nécessaire au relais de protection de la ligne MT, à condition que le temps maximal de détection de défauts de chaque FPI/DSU en amont du défaut soit dans tous les cas plus court que le temps d'ouverture du CB.

En outre, les temps de détection de défauts par différents FPI/DSU peuvent varier les uns des autres. Par exemple, A3 (FPI/DSU 3) peut détecter le défaut plus rapidement que A2 (FPI/DSU 2).

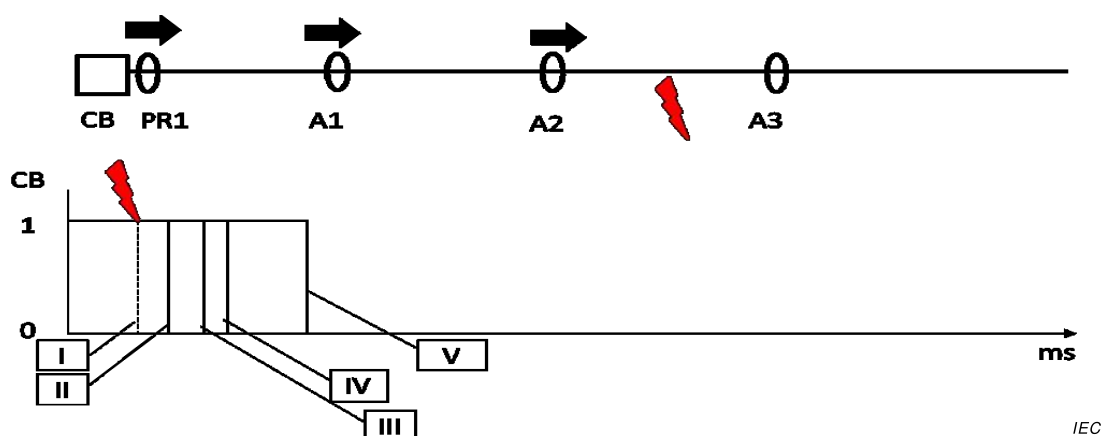
Enfin, le temps minimal nécessaire pour la détection de défauts par les FPI/DSU dépend de la finalité de cette détection.

Si seul un signalement est exigé, les FPI/DSU peuvent être plus rapides que le relais de protection pour détecter les défauts, plus particulièrement si la détection de défauts fugitifs est exigée. La détection de défauts de nuisance peut être prévue.

Si les signaux émis par les FPI/DSU sont destinés à d'autres fins, par exemple à l'automatisation du réseau MT, il est recommandé que la détection de défauts par les FPI/DSU ne se produise pas avant la détection de défauts de PR1 (relais de protection exploité sur le disjoncteur de ligne MT), que le disjoncteur s'ouvre ou non.

Dans la situation présentée à la Figure B.1, les personnes présentes dans la salle de contrôle (le cas échéant) ainsi que le personnel sur le terrain peuvent suivre le passage de courant de défaut en utilisant l'indication fournie par le FPI/la DSU et localiser correctement le défaut

dans la section entre A3 (FPI/DSU 3) (l'emplacement le plus proche du défaut, mais en amont de celui-ci) et A4 (FPI/DSU 4) (l'emplacement le plus proche du défaut, mais en aval de celui-ci).



IEC

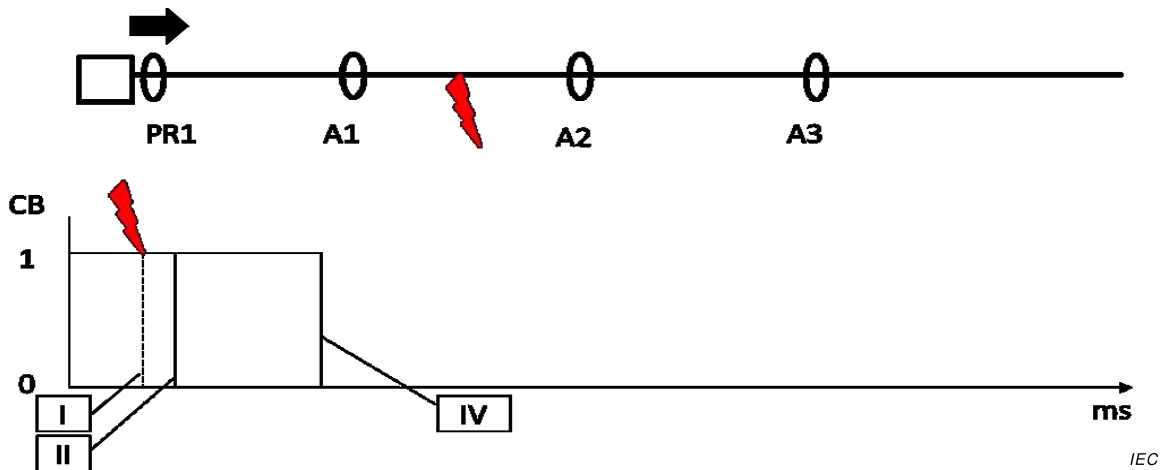
Légende

- CB disjoncteur de ligne MT
- PR1 relais de protection exploité sur le disjoncteur de ligne MT
- A1 FPI/DSU 1
- A2 FPI/DSU 2
- A3 FPI/DSU 3
- 0 statut du disjoncteur de ligne MT: OUVERT
- 1 statut du disjoncteur de ligne MT: FERME
- I apparition du défaut
- II détection du défaut par le relais de protection PR1
- III détection du défaut par A1 (FPI/DSU 1)
- IV détection du défaut par A2 (FPI/DSU 2) et A3 (FPI/DSU 3) (ces temps de détection peuvent également varier les uns des autres, en fonction du comportement ou de la fabrication des FPI/DSU, à condition que tous les temps de détection soient plus courts que le temps V)
- V déclenchement du CB provoqué par l'exploitation de PR1

Figure B.1 – Détection de défauts correctement coordonnée entre les FPI/DSU et le relais de protection

La Figure B.2 présente une détection de défauts incorrecte. A1 (FPI/DSU A1) ne détecte pas le défaut, contrairement à PR1. La différence de comportement n'est pas due à un défaut du FPI/de la DSU (hypothèse toujours envisageable), mais aux comportements différents provoqués entre autres par les divers algorithmes, réglages, temps de détection des défauts.

Dans la situation présentée à la Figure B.2, les personnes présentes dans la salle de contrôle (le cas échéant) ainsi que le personnel sur le terrain ne peuvent pas suivre le passage de courant de défaut en utilisant l'indication fournie par le FPI/la DSU dans le sens où, sans réalisation d'essais supplémentaires, le défaut ne peut pas être localisé sur la ligne MT.



Légende

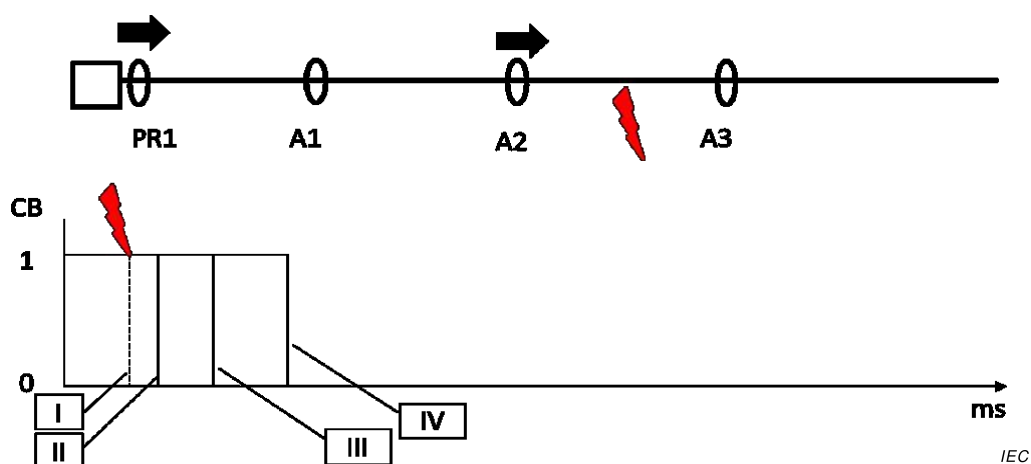
- CB disjoncteur de ligne MT
- PR1 relais de protection exploité sur le disjoncteur de ligne MT
- A1 FPI/DSU 1
- A2 FPI/DSU 2
- A3 FPI/DSU 3
- 0 statut du disjoncteur de ligne MT: OUVERT
- 1 statut du disjoncteur de ligne MT: FERME
- I apparition du défaut
- II détection du défaut par le relais de protection PR1
- IV déclenchement du CB provoqué par l'exploitation de PR1

Figure B.2 – Détection de défauts coordonnée de manière incorrecte entre les FPI/DSU et le relais de protection. Cas 1

La Figure B.3 présente une autre détection de défauts incorrecte. A1 (FPI/DSU A1) ne détecte pas le défaut, contrairement à PR1 et A2 (FPI/DSU A2). La différence de comportement n'est pas due à un défaut du FPI/de la DSU (hypothèse toujours envisageable), mais aux comportements différents provoqués entre autres par les divers algorithmes, réglages, temps de détection des défauts.

En l'absence de réalisation d'essais supplémentaires, il peut être estimé que le défaut est localisé soit entre le relais de protection PR1 et A1 (FPI/DSU 1) (avec une détection de défauts de nuisance contemporaine par A2 (FPI/DSU 2) soit entre A2 (FPI/DSU 2) et A3 (FPI/DSU 3), en prenant en considération que l'exploitation de A1 (FPI/DSU 1) n'est pas coordonnée avec PR1 et A2/A3 (FPI/DSU A2/A3).

Les personnes présentes dans la salle de contrôle (le cas échéant) ainsi que le personnel sur le terrain ne peuvent pas suivre le passage de courant de défaut en utilisant l'indication fournie par le FPI/la DSU dans le sens où, sans réalisation d'essais supplémentaires, le FPI/la DSU (A1 ou A2) qui est à l'origine de l'indication erronée ne peut pas être distingué(e).

**Légende**

- CB disjoncteur de ligne MT
- PR1 relais de protection exploité sur le disjoncteur de ligne MT
- A1 FPI/DSU 1
- A2 FPI/DSU 2
- A3 FPI/DSU 3
- 0 statut du disjoncteur de ligne MT: OUVERT
- 1 statut du disjoncteur de ligne MT: FERME
- I apparition du défaut
- II détection du défaut par le relais de protection PR1
- III détection du défaut par A2 (FPI/DSU 2)
- IV déclenchement du CB provoqué par l'exploitation de PR1

Figure B.3 – Détection de défauts coordonnée de manière incorrecte entre les FPI/DSU et le relais de protection. Cas 2

B.2 Confirmation de détection de défauts par les FPI/DSU via la détection de la présence ou l'absence de tension

Avec cette solution, la coordination entre les FPI/DSU et le relais de protection MT placé au début de la ligne MT est garantie par le relais de protection lui-même.

Les FPI/DSU peuvent avoir une sensibilité plus élevée que les protections de ligne MT, des détections de défauts de nuisance des FPI/DSU peuvent se produire, tout comme des plus rapides, mais les conséquences négatives sont évitées. En effet, toute action impliquant le personnel de terrain ou les systèmes d'automatisation des lignes sera liée au déclenchement du disjoncteur, provoqué par le déclenchement du relais de protection.

Avantages de la solution: une très bonne coordination de la détection de défauts entre le relais de protection MT et les FPI/DSU n'est pas nécessaire. Les différents algorithmes de détection de défauts peuvent être appliqués à condition que les FPI/DSU présentent dans tous les cas une sensibilité plus élevée que celle des relais de protection de ligne MT.

Inconvénients de la solution: l'utilisation du disjoncteur est toujours nécessaire pour la confirmation de défaut ainsi que pour toute action liée, qu'elle soit automatique ou réalisée par le personnel, dans la salle de contrôle ou sur le terrain. Un nombre plus élevé d'interruptions affecte donc les clients, qu'ils soient connectés sur une section saine ou défectueuse de la ligne MT. Cet aspect peut se révéler important si une réglementation concernant la qualité de l'alimentation (nombre d'interruptions) existe.

Bibliographie

- [1] IEC 60044-7, *Transformateurs de mesure – Partie 7: Transformateurs de tension électroniques*
 - [2] IEC 60044-8, *Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers* (disponible en anglais seulement)
 - [3] IEC 60721-3-4, *Classification des conditions d'environnement – Partie 3: Classification des groupements des agents d'environnement et de leurs sévérités – Section 4: Utilisation à poste fixe, non protégé contre les intempéries*
 - [4] IEC 60870-5-101, *Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks* (disponible en anglais seulement)
 - [5] IEC 60870-5-104, *Matériels et systèmes de téléconduite – Partie 5-104: Protocoles de transmission – Accès aux réseaux utilisant des profils de transport normalisés pour la CEI 60870-5-101*
 - [6] IEC 61850-7-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)* (disponible en anglais seulement)
 - [7] IEC 61850-7-3, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 7-3: Structure de communication de base – Classes de données communes*
 - [8] IEC 61869-1, *Transformateurs de mesure – Partie 1: Exigences générales*
 - [9] IEC 61869-4, *Transformateurs de mesure – Partie 4: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs combinés*
 - [10] IEC 61869-6, *Transformateurs de mesure – Partie 6: Exigences générales supplémentaires concernant les transformateurs de mesure de faible puissance*
 - [11] *Ground fault protection in ENEL Distribuzione's experimental MV Loop Line. A. Capasso *, R. Calone †, R. Lama †, S. Lauria *, A. Santopaolo *. *'Sapienza' Université de Rome, Italie (stefano.lauria@uniroma1.it), †ENEL Distribuzione, Italie* (disponible en anglais seulement)
-

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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