

INTERNATIONAL STANDARD

IEEE Std C37.60™

NORME INTERNATIONALE



**High-voltage switchgear and controlgear –
Part 111: Automatic circuit reclosers for alternating current systems up to and
including 38 kV**

**Appareillage à haute tension –
Partie 111: Disjoncteurs à réenclenchement de circuit automatique pour
systèmes en courant alternatif jusqu'à 38 kV compris**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62271-111:2019



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2019 IEEE

All rights reserved. IEEE is a registered trademark in the U.S. Patent & Trademark Office, owned by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 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 the IEC Central Office. Any questions about IEEE copyright should be addressed to the IEEE. Enquiries about obtaining additional rights to this publication and other information requests should be addressed to the IEC or your local IEC member National Committee.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997
United States of America
stds.info@ieee.org
www.ieee.org

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 corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 once a month by email.

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: sales@iec.ch.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60271-111:2019

INTERNATIONAL STANDARD

IEEE Std C37.60™

NORME INTERNATIONALE



**High-voltage switchgear and controlgear –
Part 111: Automatic circuit reclosers for alternating current systems up to and
including 38 kV**

**Appareillage à haute tension –
Partie 111: Disjoncteurs à réencenchement de circuit automatique pour
systèmes en courant alternatif jusqu'à 38 kV compris**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.130.10

ISBN 978-2-8322-4991-8

**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.....	11
1 Scope.....	14
2 Normative references	14
3 Terms and definitions	15
3.1 General terms.....	15
3.2 Assemblies of switchgear and controlgear	18
3.3 Parts of assemblies	18
3.4 Switching devices	18
3.5 Parts of switchgear and controlgear	18
3.6 Operation.....	18
3.7 Characteristic quantities	18
3.8 Index of definitions.....	20
4 Normal and special service conditions	20
4.1 Normal service conditions	20
4.1.1 General	20
4.1.2 Indoor switchgear and controlgear	20
4.1.3 Outdoor switchgear and controlgear	20
4.2 Special service conditions.....	21
4.2.1 General	21
4.2.2 Altitude	21
4.2.3 Exposure to pollution	21
4.2.4 Temperature and humidity	21
4.2.5 Exposure to abnormal vibrations, shock or tilting	22
4.2.6 Wind speed	22
4.2.7 Other parameters	22
5 Ratings.....	22
5.1 General.....	22
5.2 Rated voltage (U_r).....	23
5.3 Rated insulation level.....	23
5.4 Rated frequency (f_r).....	25
5.5 Rated continuous current (I_r)	25
5.6 Rated short-time withstand current (I_k)	25
5.7 Rated peak withstand current (I_p)	25
5.8 Rated duration of short-circuit (t_k).....	26
5.9 Rated supply voltage of auxiliary and control circuits (U_a)	26
5.9.1 General	26
5.9.2 Rated supply voltage (U_a)	26
5.10 Rated supply frequency of auxiliary and control circuits	27
5.11 Rated pressure of compressed gas supply for controlled pressure systems	27
5.101 Rated minimum tripping current ($I_{>min}$)	27
5.102 Rated short-circuit breaking current (I_{sc})	27
5.103 Rated short-circuit making current	28
5.104 Rated operating sequence	28
5.105 Rated first-pole-to-clear factor	28
5.106 Rated line- (I_l) and cable-charging (I_C) interrupting currents.....	28
6 Design and construction	29

6.1	Requirements for liquids in switchgear and controlgear.....	29
6.2	Requirements for gases in switchgear and controlgear	29
6.3	Earthing of switchgear and controlgear	29
6.4	Auxiliary and control equipment	30
6.4.1	General	30
6.4.2	Protection against electric shock	30
6.4.3	Components installed in enclosures	30
6.5	Dependent power operation	31
6.6	Stored energy operation.....	31
6.6.1	General	31
6.6.2	Energy storage in gas receivers or hydraulic accumulators	32
6.6.3	Energy stored in springs (or weights).....	32
6.6.4	Manual charging	32
6.6.5	Motor charging	32
6.6.6	Energy storage in capacitors	32
6.7	Independent unlatched operation (independent manual or power operation)	32
6.8	Manually operated actuators	33
6.9	Operation of releases.....	33
6.9.1	General	33
6.9.2	Shunt closing release	33
6.9.3	Shunt opening release	33
6.9.4	Capacitor operation of shunt releases.....	33
6.9.5	Under-voltage release	33
6.10	Pressure/level indication	33
6.11	Nameplates	33
6.12	Locking devices	35
6.13	Position indication.....	35
6.14	Degrees of protection provided by enclosures.....	35
6.14.1	General	35
6.14.2	Protection of persons against access to hazardous parts and protection of the equipment against ingress of solid foreign objects (IP coding)	35
6.14.3	Protection against ingress of water (IP coding)	36
6.14.4	Protection of equipment against mechanical impact under normal service conditions (IK coding).....	36
6.15	Creepage distances for outdoor insulators	36
6.16	Gas and vacuum tightness	36
6.17	Tightness for liquid systems.....	36
6.18	Fire hazard (flammability)	36
6.19	Electromagnetic compatibility (EMC).....	36
6.20	X-ray emission	36
6.21	Corrosion	36
6.22	Filling levels for insulation, switching and/or operation	36
6.101	Tank construction: submersible or dry vault reclosers	37
6.101.1	Tank material and finish	37
6.101.2	Water entrapment	37
6.101.3	Tank support	37
6.101.4	Lifting lugs.....	37
6.102	Counters	37
6.103	Conductor terminal sizes.....	37

7	Type tests	37
7.1	General.....	37
7.1.1	Overview	37
7.1.2	Information for identification of test objects.....	38
7.1.3	Information to be included in type-test reports	38
7.1.101	Test conditions	38
7.2	Dielectric tests	39
7.2.1	General	39
7.2.2	Ambient air conditions during tests	39
7.2.3	Wet test procedure	39
7.2.4	Arrangement of the equipment.....	40
7.2.5	Criteria to pass the test	40
7.2.6	Application of the test voltage and test conditions.....	40
7.2.7	Tests of switchgear and controlgear of $U_r \leq 245$ kV	40
7.2.8	Test of switchgear and controlgear of $U_r > 245$ kV.....	41
7.2.9	Artificial pollution tests for outdoor insulators.....	41
7.3	Radio interference voltage (RIV) test	41
7.4	Resistance measurement.....	41
7.4.1	Measurement of the resistance of auxiliary contacts class 1 and class 2	41
7.4.2	Measurement of the resistance of auxiliary contacts class 3	42
7.4.3	Electrical continuity of earthed metallic parts test	42
7.4.4	Resistance measurement of contacts and connections in the main circuit as a condition check	42
7.5	Continuous current tests	42
7.5.1	Condition of the test object	42
7.5.2	Arrangement of the equipment.....	42
7.5.3	Test current and duration.....	42
7.5.4	Temperature measurement during test	42
7.5.5	Resistance of the main circuit.....	43
7.5.6	Criteria to pass test	43
7.6	Short-time withstand current and peak withstand current tests	43
7.7	Verification of the protection	44
7.8	Tightness tests	44
7.9	Electromagnetic compatibility tests (EMC)	44
7.10	Additional tests on auxiliary and control circuits	44
7.11	X-radiation test procedure for vacuum interrupters.....	44
7.101	Line-charging current and cable-charging current interruption tests	44
7.101.1	General	44
7.101.2	Characteristics of supply circuits	44
7.101.3	Earthing (grounding) of the supply circuit.....	45
7.101.4	Characteristics of the capacitive circuit to be switched.....	45
7.101.5	Waveform of the current	46
7.101.6	Test voltage.....	46
7.101.7	Test current.....	46
7.101.8	Test-duties	46
7.101.9	Criteria to pass the test	48
7.102	Making current capability	48
7.102.1	Test procedure	48

7.102.2	Criteria for passing making current tests	49
7.103	Rated short-circuit breaking current tests	49
7.103.1	General	49
7.103.2	Interrupting performance	50
7.103.3	Verification of short-circuit breaking current	51
7.103.4	Standard operating duty test with rated $k_{pp} = 1,5$; automatic operation	52
7.103.5	Tests for rated $k_{pp} = 1,3$ (effectively earthed neutral systems)	55
7.103.6	Transient recovery voltage (TRV) related to rated short-circuit breaking current	56
7.103.7	Criteria to pass the operating duty test	65
7.104	Low current tests	65
7.104.1	Applicability	65
7.104.2	Test current	66
7.104.3	Test circuit	66
7.104.4	Low current test-duty	66
7.104.5	Criteria to pass the low current tests	66
7.105	Minimum tripping current tests	66
7.105.1	General	66
7.105.2	Test circuit	66
7.105.3	Test procedures	66
7.106	Partial discharge (corona) tests	66
7.106.1	General	66
7.106.2	Test voltages and limits	67
7.106.3	Conditioning of test object	67
7.106.4	Test equipment and procedure	67
7.106.5	Partial discharge test report	68
7.107	Surge current test; series-trip reclosers	68
7.107.1	General	68
7.107.2	Test conditions	68
7.107.3	Test procedure	68
7.107.4	Condition after test	68
7.108	Time-current tests	68
7.108.1	General test conditions	68
7.108.2	Test procedure	69
7.108.3	Clearing time-current curve test results	69
7.109	Mechanical duty test	70
7.109.1	General	70
7.109.2	Common provisions for each mechanical test series	70
7.109.3	Mechanical test at ambient temperature	71
7.109.4	Mechanical tests at low and high temperature	71
7.110	Ice loading test	72
7.110.1	General	72
7.110.2	Applicability	73
7.110.3	Ice formations	73
7.110.4	Test program	73
7.110.5	Acceptance criteria	74
7.111	Control electronic elements surge withstand capability (SWC) tests	75
7.111.1	Oscillatory and fast transient surge tests	75

7.111.2	Simulated surge arrester operation test	75
7.112	Condition of recloser after each test of 7.101, 7.103 and 7.104.....	77
7.112.1	General requirements	77
7.112.2	Specific requirement for vacuum interrupters in SF ₆ insulated equipment	78
7.113	Thermal runaway test	79
8	Routine tests	79
8.1	General.....	79
8.2	Dielectric test on the main circuit	80
8.3	Tests on auxiliary and control circuits	80
8.4	Measurement of the resistance of the main circuit.....	80
8.5	Tightness test	80
8.101	Reclosing and overcurrent trip calibration	80
8.102	Partial discharge test	81
8.103	Mechanical operations tests.....	81
9	Guide to the selection of reclosers.....	81
9.1	General.....	81
9.2	Selection of rated values.....	81
9.3	Cable-interface considerations.....	81
9.4	Continuous or temporary overload due to changed service conditions.....	81
9.5	Environmental aspects.....	82
9.5.1	Clearances affected by service conditions	82
9.5.2	High humidity.....	82
9.5.3	Solar radiation	82
10	Information to be given with enquiries, tenders and orders	82
10.1	General.....	82
10.2	Information with enquiries and orders	82
10.3	Information with tenders.....	83
11	Transport, storage, installation, operating instructions and maintenance	83
11.1	General.....	83
11.2	Conditions during transport, storage and installation	84
11.3	Installation.....	84
11.3.1	General	84
11.3.2	Unpacking and lifting	84
11.3.3	Assembly.....	84
11.3.4	Mounting	84
11.3.5	Connections	84
11.3.6	Information about gas systems for controlled and closed pressure systems	85
11.3.7	Final installation inspection.....	85
11.4	Operating instructions	85
11.5	Maintenance	85
11.5.1	General	85
11.5.2	Information about fluids to be included in maintenance manual.....	85
11.5.3	Recommendations for the manufacturer.....	86
11.5.4	Recommendations for the user	87
11.5.5	Failure report.....	87
11.101	Field tests on units in-service, including DC withstand tests on cables	88

12	Safety	89
13	Influence of the product on the environment	90
101	Internal arc fault classification	90
	Annex A (informative) X/R ratios	91
A.1	General	91
A.2	Time constant τ and X/R ratio	91
A.3	Asymmetrical fault current	91
	Annex B (informative) Simulated surge arrester operation test	93
B.1	General	93
B.2	Simulated surge arrester operation testing	93
	Annex C (normative) Method of drawing the envelope of the prospective transient recovery voltage of a circuit and determining the representative parameters	97
C.1	General	97
C.2	Drawing the envelope	97
C.3	Determination of parameters	97
	Annex D (informative) Background basis of recloser transient recovery voltage (TRV) values	99
D.1	General	99
D.2	Two parameter TRV	99
D.3	u_C (TRV peak)	100
D.4	Rate of rise of recovery voltage (RRRV)	101
D.5	t_3 (time to reach u_C at the specified RRRV)	102
D.6	Multipliers for TRV values at currents less than the rated short-circuit current	102
	Annex E (normative) Tolerances for test values	104
E.1	General	104
E.2	Type test tolerances	104
	Annex F (informative) Definition for the automatic circuit recloser	107
F.1	Definition of a recloser	107
F.2	Background	107
F.3	Recloser classifications	108
F.4	Recloser operating characteristics	108
F.5	TRV considerations	108
F.5.1	General	108
F.5.2	First-pole-to-clear factor (k_{pp})	109
F.5.3	Rate of rise of recovery voltage (RRRV)	110
	Annex G (informative) Basis of derivation of duty factors and standard operating duties	111
G.1	General	111
G.2	Standard operating duty	111
	Annex H (normative) Ratings for oil interrupting reclosers and hydraulically controlled reclosers	114
H.1	General	114
H.2	Rating structure for hydraulically controlled series-trip and oil interrupting reclosers	114
H.2.1	General	114
H.2.2	Rated maximum voltage	114
H.2.3	Rated continuous (normal) current (I_r)	114

H.2.4	Rated minimum tripping current for hydraulically controlled series-trip reclosers	115
H.2.5	Rated short-circuit breaking current for hydraulically controlled series-trip reclosers and oil interrupting reclosers	115
H.2.6	Rated symmetrical making current	115
H.2.7	Rated operating sequence	115
H.3	Special test considerations for hydraulically controlled series-trip reclosers – Measurement of resistance of main circuit	116
Annex I (informative)	Standard methods for determining the values of a sinusoidal current wave and a power-frequency recovery voltage	120
I.1	General	120
I.2	Currents	120
I.2.1	Significance of r.m.s. values used in the standards on AC high-voltage reclosers	120
I.2.2	Classification of current wave	120
I.2.3	RMS value of a symmetrical sinusoidal wave at a particular instant	120
I.2.4	Measurement of the r.m.s. value of a current during a short circuit of several cycles duration	121
I.3	Power-frequency recovery voltage	121
Annex J (normative)	Altitude correction factors	123
J.1	General	123
J.2	Altitude correction factors	123
Annex K (informative)	Comparison of definitions related to the unit operation	125
K.1	General	125
K.2	Broader reclose operation	125
Annex L (informative)	Corrosion protection	128
L.1	General	128
L.2	Reference documents	128
L.3	Other considerations	128
Bibliography		129
Figure 1 – Unit operation		17
Figure 2 – Test circuits for cable-charging or line-charging switching tests (see 7.101.5)		48
Figure 3 – Three-phase short-circuit representation		50
Figure 4 – Representation of the specified TRV as a two-parameter line and a delay line		57
Figure 5 – Surge test circuit		77
Figure B.1 – Surge test circuit		95
Figure B.2 – Typical surge voltage and current waves		96
Figure C.1 – Representation by two parameters of a prospective transient recovery voltage of a test circuit		98
Figure D.1 – A TRV waveform as a 1-cosine function of time		99
Figure D.2 – Representation of the specified TRV as a two-parameter line and a delay line		100
Figure D.3 – Representation of the specified TRV as a two-parameter line and a delay line compared to a 1-cosine TRV waveform		100
Figure G.1 – Recloser duty factors		113
Figure I.1 – Measurement of the r.m.s. value of a symmetrical wave		121
Figure I.2 – Determination of the power-frequency pole unit recovery voltage		122

Figure J.1 – Altitude correction factors	124
Figure K.1 – Illustration of auto-reclose operation	127
Table 1 – Ratings for automatic circuit reclosers and cutout mounted reclosers	23
Table 2 – Rated maximum voltages and rated voltage withstand values for reclosers applied on overhead line distribution circuits	24
Table 3 – Rated maximum voltages and rated voltage withstand values for reclosers applied on cable connected distribution circuits	25
Table 4 – Direct current voltage	26
Table 5 – Alternating current voltages	27
Table 6 – Preferred line- and cable-charging interrupting current ratings	29
Table 7 – Nameplate markings	34
Table 8 – Size of bare copper leads	43
Table 9 – Size of bare aluminium leads	43
Table 10 – Switching test duties	47
Table 11 – Performance characteristics – Standard operating duty	54
Table 12 – Listing of tables of TRV values	58
Table 13 – Standard values of prospective transient recovery voltage for three-phase reclosers with rated short-circuit breaking currents > 4 000 A in overhead line connected circuits, $k_{pp} = 1,5$ – Representation by two parameters	59
Table 14 – Standard values of prospective transient recovery voltage for single-phase reclosers with short-circuit breaking currents > 4 000 A in overhead line connected circuit – Representation by two parameters	60
Table 15 – Standard values of prospective transient recovery voltage for three-phase reclosers with short-circuit breaking currents > 4 000 A in cable connected systems, $k_{pp} = 1,5$ – Representation by two parameters	61
Table 16 – Standard values of prospective transient recovery voltage for single-phase reclosers with short-circuit breaking currents > 4 000 A in cable connected systems – Representation by two parameters	62
Table 17 – Standard values of prospective transient recovery voltage for three-phase reclosers with short-circuit breaking currents $\leq 4 000$ A in both overhead and cable connected systems, $k_{pp} = 1,5$ – Representation by two parameters	63
Table 18 – Standard values of prospective transient recovery voltage representation by two parameters for single-phase reclosers with short-circuit breaking currents $\leq 4 000$ A in both overhead and cable connected systems	64
Table 19 – Standard values of prospective transient recovery voltage representation by two parameters for three-phase reclosers with $k_{pp} = 1,3$	65
Table 20 – Standard multipliers for TRV values for second and third clearing poles	65
Table 21 – Characteristic modifications for testing in accordance with IEC 60255-26:2013	75
Table A.1 – X/R ratios: peak factors and r.m.s. factors	92
Table D.1 – TRV peak multiplier	101
Table D.2 – TRV multipliers for line-connected reclosers	102
Table D.3 – TRV multipliers for cable-connected reclosers	103
Table E.1 – Tolerances on test quantities for type tests	105
Table G.1 – Apportionment of operating duty	111
Table G.2 – Example of apportionment of operating duty factor	112

Table G.3 – Example – Operating duty per interruption	112
Table G.4 – Example – Unit operations at test current levels	112
Table G.5 – Example – Duty factor	113
Table H.1 – Preferred continuous (normal) current ratings for hydraulically controlled series-trip and oil interrupting reclosers	115
Table H.2 – Preferred values for symmetrical interrupting current ratings of hydraulically controlled series-trip reclosers	117
Table H.3 – Preferred values for rated short-circuit breaking current, and performance characteristics of single-phase oil interrupting reclosers	118
Table H.4 – Preferred values for rated short-circuit breaking current, and performance characteristics of three-phase oil interrupting reclosers	119
Table K.1 – Comparison of terms	126

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62271-111:2019

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

HIGH-VOLTAGE SWITCHGEAR AND CONTROLGEAR –

Part 111: Automatic circuit reclosers for alternating current systems up to and including 38 kV

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.

IEEE Standards documents are developed within IEEE Societies and Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. IEEE develops its standards through a consensus development process, approved by the American National Standards Institute, which brings together volunteers representing varied viewpoints and interests to achieve the final product. Volunteers are not necessarily members of IEEE and serve without compensation. While IEEE administers the process and establishes rules to promote fairness in the consensus development process, IEEE does not independently evaluate, test, or verify the accuracy of any of the information contained in its standards. Use of IEEE Standards documents is wholly voluntary. *IEEE documents are made available for use subject to important notices and legal disclaimers (see <http://standards.ieee.org/IPR/disclaimers.html> for more information).*

IEC collaborates closely with IEEE in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations. This Dual Logo International Standard was jointly developed by the IEC and IEEE under the terms of that agreement.

- 2) The formal decisions 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. The formal decisions of IEEE on technical matters, once consensus within IEEE Societies and Standards Coordinating Committees has been reached, is determined by a balanced ballot of materially interested parties who indicate interest in reviewing the proposed standard. Final approval of the IEEE standards document is given by the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board.
- 3) IEC/IEEE Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees/IEEE Societies in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC/IEEE Publications is accurate, IEC or IEEE 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 (including IEC/IEEE Publications) transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC/IEEE Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC and IEEE do not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC and IEEE are 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 IEEE or their directors, employees, servants or agents including individual experts and members of technical committees and IEC National Committees, or volunteers of IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board, 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/IEEE Publication or any other IEC or IEEE 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 implementation of this IEC/IEEE Publication may require use of material covered by patent rights. By publication of this standard, no position is taken with respect to the existence or validity of any patent rights in connection therewith. IEC or IEEE shall not be held responsible for identifying Essential Patent Claims for which a license may be required, for conducting inquiries into the legal validity or scope of Patent Claims or determining whether any licensing terms or conditions provided in connection with submission of a Letter of Assurance, if any, or in any licensing agreements are reasonable or non-discriminatory. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility.

International Standard IEC 62271-111/IEEE Std C37.60 has been jointly revised by the Switchgear Committee of the IEEE Power and Energy Society, in cooperation with subcommittee 17A: Switching devices, of IEC technical committee 17: High-voltage switchgear and controlgear, under the IEC/IEEE Dual Logo Agreement.

This third edition cancels and replaces the second edition, published in 2012, and constitutes a technical revision. The main changes with respect to the previous edition are as follows:

- a) Deletion of the fault interrupter from the title, scope and body of the standard including the original Annex G. IEEE will develop a separate standard for this type of equipment used primarily in North America to be designated as IEEE C37.62;
- b) Adoption of IEC 62271-1:2017 as a normative reference replacing both IEEE C37.100.1-2007 and IEC 62271-1:2007;
- c) Adoption of the “standard test method” for the conduction of wet tests for both IEEE and IEC voltage ratings, reference 7.2.7.2 and Tables 2 and 3;
- d) Line and cable charging tests in 7.101.6: added test voltage level requirements;
- e) Added test specifications in 7.103.3 and 7.103.5 for effectively earthed neutral systems (first-pole-to-clear factor $k_{pp} = 1,3$) making this an optional rating. The k_{pp} parameters are used in lieu of the system terms;
- f) Added low current tests in 7.104 as a replacement of the critical current tests;
- g) Adopted the revised allowable temperature rise table of IEC 62271-1:2017 with an increase in the allowable temperature rise for certain points in non-oxidizing gases (NOG);
- h) Time-current test requirements in 7.108: several changes including increased number of test current levels and tests at each level. Specified minimum number of curves to be tested;
- i) Mechanical duty tests in 7.109: added requirements for testing at high and low temperature;
- j) Replaced normative references IEC 60255-22-1 and IEC 60255-22-4 with IEC 60255-26 in 7.111.1;
- k) Added pass/fail criteria for fault interruption tests with restrikes in 7.112.1;
- l) Added Clauses 9, 10, 11, 12 and 13 similar to those in IEC 62271-1 but tailored to the recloser;
- m) Deleted Annex A: Information and technical requirements to be given with enquiries, tenders and orders.

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

FDIS	Report on voting
17A/1202/FDIS	17A/1207/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.

International standards are drafted in accordance with the rules given in the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts of the IEC 62271 series can be found, under the general title *High-voltage switchgear and controlgear*, on the IEC website.

This standard is to be read in conjunction with IEC 62271-1:2017, to which it refers and which is applicable unless otherwise specified in this standard. In order to simplify the indication of corresponding requirements, the same numbering of clauses and subclauses is used as in IEC 62271-1. Amendments to these clauses and subclauses are given under the same references whilst additional subclauses are numbered from 101.

The IEC Technical Committee and IEEE Technical Committee have decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website 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.

HIGH-VOLTAGE SWITCHGEAR AND CONTROLGEAR –

Part 111: Automatic circuit reclosers for alternating current systems up to and including 38 kV

1 Scope

This part of IEC 62271 applies to all overhead, pad-mounted, dry vault and submersible single or multi-pole alternating current automatic circuit reclosers for rated maximum voltages above 1 000 V and up to and including 38 kV.

Devices that require a dependent manual operation are not covered by this document.

In order to simplify this document where possible, the term recloser (or reclosers) has been substituted for automatic circuit recloser(s) or cutout mounted recloser(s) or both.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

NOTE In this dual logo standard, normative references are made to both IEEE and IEC standards. In each case, the specifications in two referenced standards have been judged by the Maintenance Team to be technically equal even though the exact wording may be different. Differences in the wording are considered to be editorial only. Where the two standards are not technically equal, the differences are resolved in the text.¹

IEC 60050-151, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 151:Electrical and magnetic devices* (available at: <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-441, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 441: Switchgear, controlgear and fuses* (available at: <http://www.electropedia.org>)

IEC 60071-2:2018, *Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines*

IEC 60255-26:2013, *Measuring relays and protection equipment – Part 26: Electromagnetic compatibility requirements*

IEC 60270, *High-voltage test techniques – Partial discharge measurements*

IEC 60480, *Guidelines for the checking and treatment of sulfur hexafluoride (SF₆) taken from electrical equipment and specification for its re-use*

IEC 61000-4-18, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-18: Testing and measurement techniques – Damped oscillatory wave immunity test*

IEC 62271-1:2017, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear*

¹ Notes in text, tables, and figures of a standard are given for information only and do not contain requirements needed to implement the standard.

IEC 62271-4, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 4: Handling procedures for sulphur hexafluoride (SF₆) and its mixtures*

IEC 62271-100, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers*

IEEE Std 4™, *IEEE Standard Techniques for High-Voltage Testing*

IEEE Std C37.90.1™-2012, *IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus*

IEEE Std C37.301™, *IEEE Standard for High-Voltage Switchgear (Above 1 000 V) Test Techniques – Partial Discharge Measurements*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-441, IEC 60050-151, IEC 62271-1 and the following apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

NOTE Additional terms and definitions are organized so as to be aligned with the classification used in IEC 60050-441.

3.1 General terms

3.1.101

automatic circuit recloser

self-controlled device for making, carrying, and automatically interrupting and reclosing an alternating-current circuit, with a predetermined sequence of opening and reclosing followed by resetting, hold-closed, or lockout operation.

Note 1 to entry: An automatic circuit recloser includes an assembly of control elements required to detect overcurrents and control the recloser operation.

Note 2 to entry: Refer to Annex F for background information of an automatic circuit recloser.

3.1.102

cutout mounted recloser

single-phase automatic circuit recloser mounted in a fuse support or base as defined in IEEE Std C37.40 [1]² and IEC 60282-2 [2]

3.1.103

dry vault

ventilated, enclosed area not subject to flooding

3.1.104

effectively earthed neutral system

system earthed through a sufficiently low impedance such that for all system conditions the ratio of the zero-sequence reactance to the positive-sequence reactance (X_0/X_1) is positive and less than 3, and the ratio of the zero-sequence resistance to the positive-sequence reactance (R_0/X_1) is positive and less than 1

² Numbers in square brackets refer to the Bibliography.

Note 1 to entry: Normally such systems are solidly earthed (neutral) systems or low impedance earthed (neutral) systems.

Note 2 to entry: For the correct assessment of the earthing conditions, not only the physical earthing conditions around the relevant location but the total system is considered.

Note 3 to entry: Throughout this document, the parameter $k_{pp} = 1,3$ is used to denote an effectively earthed neutral system.

[SOURCE: IEC 62271-100:2008, 3.1.128, modified – The second sentence of the definition has become Note 1 to entry.]

3.1.105

non-effectively earthed neutral system

system other than an effectively earthed neutral system (3.1.104)

Note 1 to entry: Normally such systems are isolated neutral systems, high impedance earthed (neutral) systems or resonant earthed (neutral) systems.

Note 2 to entry: For the correct assessment of the earthing conditions, not only the physical earthing conditions around the relevant location but the total system is considered.

Note 3 to entry: Throughout this document, the parameter $k_{pp} = 1,5$ is used to denote a non-effectively earthed neutral system.

[SOURCE: IEC 62271-100:2008, 3.1.129, modified – The second sentence of the definition has become Note 1 to entry.]

3.1.106

pad-mounted reclosers

enclosed reclosers, the exterior enclosure of which is at earth potential, positioned on a surface-mounted pad

Note 1 to entry: This definition is similar to that given in the National Electrical Safety Code® (NESC®) C2-2012 [3] (US).³

Note 2 to entry: The term "pad-mounted enclosure" is also defined in IEEE Std C57.12.28 [4] as follows: "An enclosure containing electrical apparatus, typically located outdoors at ground level where the general public has direct contact with the exterior surfaces of the equipment. The general construction of this equipment is such that authorized personnel may obtain direct access to the apparatus inside the equipment compartment(s)."

3.1.107

publicly accessible

situated in an area where no means are implemented to expressly prevent access and where any person can access without authorization

3.1.108

restrike

<of an AC mechanical switching device> resumption of current between the contacts of a mechanical switching device during a breaking operation with an interval of zero current of a quarter cycle of power frequency or longer

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-17-46]

3.1.109

re-ignition

resumption of current between the contacts of a mechanical switching device during a breaking operation with an interval of zero current of less than a quarter cycle of power frequency

³ National Electrical Safety Code and NESC are both registered trademarks and service marks of the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-17-45]

3.1.110

series-trip recloser

recloser in which main-circuit current above a specified value, flowing through a solenoid or operating coil, provides the energy necessary to open the main contacts

Note 1 to entry: This definition for a series-trip recloser originated in IEEE; it is similar to the definition for a self-tripping circuit-breaker in IEC 62271-100.

3.1.111

shunt-trip recloser

recloser in which the tripping mechanism, by releasing the holding means, permits the main contacts to open, with both the tripping mechanism and the contact opening mechanism deriving operating energy from other than the main circuit

3.1.112

submersible

constructed so as to be successfully operable when submerged in water under specified conditions of pressure and time

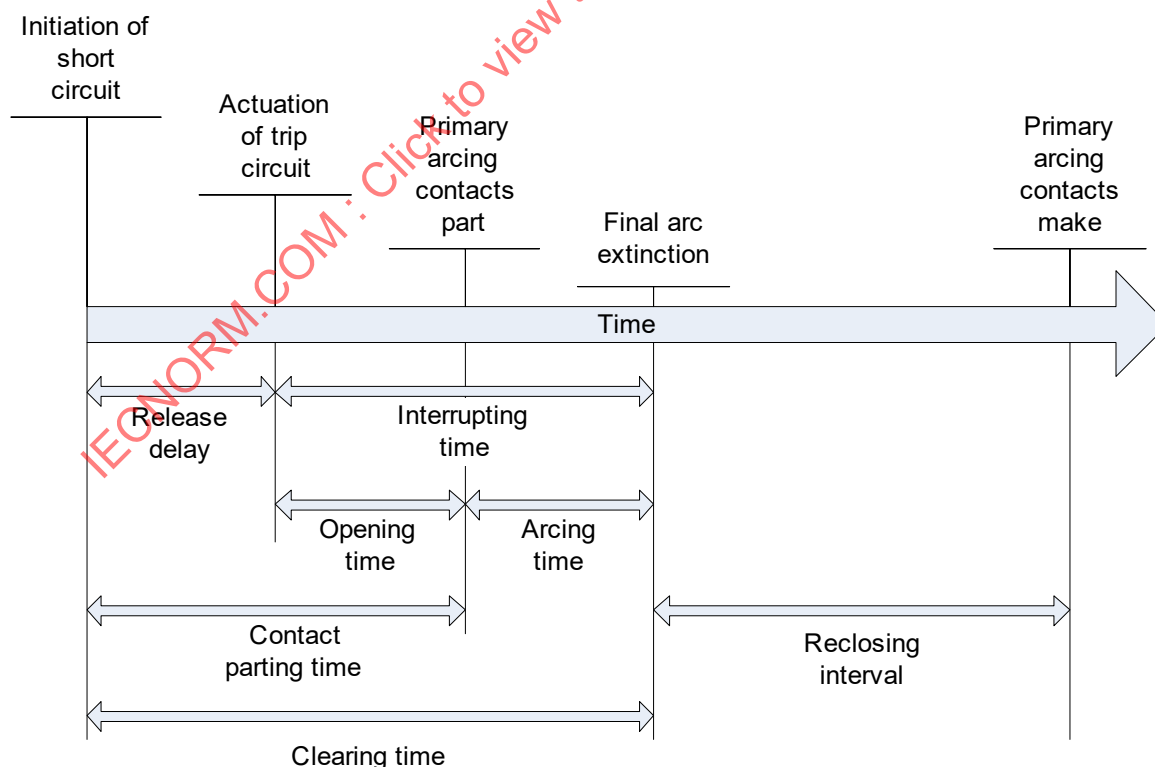
3.1.113

unit operation

<of a recloser> interrupting operation followed by a closing operation within a specified reclosing interval

Note 1 to entry: The final interruption, after which lockout occurs, is also considered one unit operation.

Note 2 to entry: See Figure 1. See also Annex K for a comparison of terms between IEEE and IEC.



IEC

Figure 1 – Unit operation

3.2 Assemblies of switchgear and controlgear

No particular definitions.

3.3 Parts of assemblies

No particular definitions.

3.4 Switching devices

No particular definitions.

3.5 Parts of switchgear and controlgear

No particular definitions.

3.6 Operation

3.6.101

dependent manual operation

<of a mechanical switching device> operation solely by means of directly applied manual energy, such that the speed and force of the operation are dependent upon the action of the operator

3.6.102

non-reclose

operational setting that blocks the automatic reclose function of a recloser causing it to be on a one-trip-to-lockout sequence

3.6.103

pole discrepancy

time interval, between the first pole contact and the final pole contact to mechanically close or open when three single-pole switchgear devices are configured for three-phase system application.

Note 1 to entry: The time interval is expressed in electrical degrees.

[SOURCE: IEEE C37.66-2005 [5], modified by deleting the reference to capacitor switch.

3.7 Characteristic quantities

3.7.101

cable-charging current

current supplied to an unloaded shielded or belted cable

Note 1 to entry: Cable-charging current is expressed by its r.m.s. value in amperes.

3.7.102

definite-time delay

qualifying term indicating that there is purposely introduced a delay in action, which delay remains substantially constant regardless of the magnitude of the operating quantity that causes the action

3.7.103

inverse-time delay

purposely introduced delay in action, which delay decreases as the magnitude of the operating quantity (that causes the action) increases

3.7.104

line-charging current

current supplied to an unloaded overhead line

Note 1 to entry: Line-charging current is expressed by its r.m.s. value in amperes.

3.7.105

non-sustained disruptive discharge

NSDD

disruptive discharge associated with current interruption that does not result in the resumption of power frequency current or, in the case of capacitive current interruption, does not result in current in the main load circuit

[SOURCE: IEC 62271-1:2017,3.1.20]

3.7.106

partial discharge extinction voltage

U_e

applied voltage at which repetitive partial discharges cease to occur in the test object when the voltage applied to the object is gradually decreased from a higher value at which partial discharge pulse quantities are observed

Note 1 to entry: In practice, U_e is the highest applied voltage at which the magnitude of a chosen partial discharge pulse quantity becomes equal to, or less than, a specified low value.

Note 2 to entry: Although worded differently, this IEEE definition is equivalent to IEC 60076-1:2011, 21.1.42.

3.7.107

partial discharge inception voltage

U_i

applied voltage at which repetitive partial discharges are first observed in the test object when the voltage applied to the object is gradually increased from a lower value at which no partial discharges are observed

Note 1 to entry: In practice, U_i is the lowest applied voltage at which the magnitude of a partial discharge pulse quantity becomes equal to or exceeds a specified low value.

Note 2 to entry: Although worded differently, this IEEE definition is equivalent to IEC 60076-1:2011, 21.1.41.

3.7.108

prospective transient recovery voltage

<of a circuit> transient recovery voltage following the breaking of the prospective symmetrical current by an ideal switching device

Note 1 to entry: The definition assumes that the switching device or the fuse, for which the prospective transient recovery voltage is sought, is replaced by an ideal switching device, i.e. having instantaneous transition from zero to infinite impedance at the very instant of zero current, i.e. at the "natural" zero. For circuits where the current can follow several different paths, e.g. a polyphase circuit, the definition further assumes that the breaking of the current by the ideal switching device takes place only in the pole considered.

Note 2 to entry: The terms "inherent transient recovery voltage" and "prospective transient recovery voltage" are often used interchangeably.

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-17-29]

3.7.109

reclosing interval

<of an automatic circuit recloser> open-circuit time between an automatic opening and the succeeding automatic reclosure

Note 1 to entry: The IEEE definition for reclosing interval is similar to the definition of "dead time" in IEC 62271-100. See Annex K.

3.8 Index of definitions

automatic circuit recloser	3.1.101
cable-charging current	3.7.101
cutout mounted recloser	3.1.102
definite-time delay	3.7.102
inverse-time delay	3.7.103
dependent manual operation	3.6.101
dry vault	3.1.103
effectively earthed neutral system	3.1.104
line-charging current	3.7.104
non-effectively earthed neutral system	3.1.105
non-reclose	3.6.102
non-sustained disruptive discharge, NSDD	3.7.105
pad-mounted (or “pad mounted”) equipment	3.1.106
partial discharge extinction voltage, U_e	3.7.106
partial discharge inception voltage, U_i	3.7.107
pole discrepancy	3.6.103
prospective transient recovery voltage	3.7.108
publicly accessible	3.1.107
reclosing interval (of an automatic circuit recloser)	3.7.109
restrike	3.1.108
re-ignition	3.1.109
series-trip recloser	3.1.110
shunt-trip recloser	3.1.111
submersible	3.1.112
unit operation (of a recloser)	3.1.113

4 Normal and special service conditions

4.1 Normal service conditions

4.1.1 General

Subclause 4.1.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

4.1.2 Indoor switchgear and controlgear

Subclause 4.1.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

4.1.3 Outdoor switchgear and controlgear

Subclause 4.1.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following modifications and addition.

- a) The ambient air temperature does not exceed 40 °C and its average value, measured over a period of 24 h does not exceed 35 °C;
the ambient air temperature does not drop below -30 °C;

NOTE Rapid temperature changes can occur, for example a hot sunny day followed by a sudden rain.

- b) Solar radiation does not exceed a level of 1 044 W/m²;
- c) Ice coating does not exceed 1 mm.

Add the following specification:

For submersible units, the water head does not exceed 3 m above the base of the enclosure during occasional submersion. Exposure to chemical or electrochemical reactions may be encountered in a sub-grade environment. The sub-grade environment may contain chemicals that contribute to mild corrosive reactions.

4.2 Special service conditions

4.2.1 General

Subclause 4.2.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

4.2.2 Altitude

Subclause 4.2.2 of IEC 62271-1:2017 does not apply and is replaced by the following.

The basis of rating for switchgear is standard reference atmosphere, commonly known as sea level conditions. Historically, switchgear has been successfully applied at altitudes up to 1 000 m without the use of an altitude correction factor.

For installations at an altitude higher than 1 000 m, the required insulation withstand level of external insulation at the service location shall be determined by multiplying the rated insulation levels at sea level by the altitude correction factor K_a in accordance with Figure J.1.

In this document, the rated symmetrical interrupting current (rated short-circuit breaking current), related required capabilities and interrupting times need not be corrected for altitude.

NOTE This document recognizes the revised IEEE treatment of altitude correction factors for applications above 1 000. Additional information is given in Annex J.

4.2.3 Exposure to pollution

Subclause 4.2.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

4.2.4 Temperature and humidity

Subclause 4.2.4 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

For installation in a location where the ambient temperature can be outside the normal service condition range stated in 4.1.2 and 4.1.3, the usual ranges of minimum and maximum temperature to be specified should be:

- a) -50 °C to +40 °C for extremely cold climates;
- b) -40 °C to +40 °C for very cold climates;
- c) This range is not used, see note;
- d) -15 °C to +40 °C for moderate climates;
- e) -5 °C and +55 °C for very hot climates;
- f) -15 °C and +55 °C for hot and dry desert regions.

NOTE Range c) of IEC 62271-1, -30 °C to +40 °C, is not used in this document, because it is the same as the normal service conditions in 4.1.3.

4.2.5 Exposure to abnormal vibrations, shock or tilting

Subclause 4.2.5 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

4.2.6 Wind speed

Subclause 4.2.6 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

4.2.7 Other parameters

Subclause 4.2.7 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

5 Ratings

5.1 General

Subclause 5.1 of IEC 62271-1:2017 is not applicable,

The ratings of the automatic circuit recloser and the cutout mounted recloser shall be as specified in Table 1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62271-111:2019

**Table 1 – Ratings for automatic circuit reclosers
and cutout mounted reclosers**

Item	Rating description	Reference subclause	Automatic circuit recloser	Cutout mounted recloser
1	Rated maximum voltage (V) or (U_r)	5.2	X	X
2	Rated insulation level (U_d), (U_p)	5.3	X	X ^{b,c}
3	Rated frequency (f_r)	5.4	X	X
4	Rated continuous (normal) current (I_r)	5.5	X	X
5	Rated short-time withstand current (I_k)	5.6	X	X
6	Rated peak withstand current (I_p)	5.7	X	X
7	Rated duration of short circuit (t_k)	5.8	X	X
8	Rated supply voltage of closing and opening devices and of auxiliary circuits (U_a)	5.9	X	--
9	Rated minimum tripping current (series-trip reclosers only)	5.101	X	X
10	Rated short-circuit breaking current (I_{sc})	5.102	X	X
11	Rated symmetrical (fault) making current	5.103	X	X
12	Rated operating sequence	5.104	X	X
13	Rated line-charging (I_l) and cable-charging (I_c) current switching	5.106 ^a	X	X ^d
14	First-pole-to-clear factor, k_{pp}	5.105		
^a Line-charging, cable charging and load current switching are related required capabilities. ^b Rated insulation levels for a cutout mounted recloser are derived in part from the fuse support or base in which it is installed. The fuse support or base shall be considered a part of the cutout mounted recloser for the purpose of type testing. ^c Open position tests for cutout mounted reclosers are given for the device in the “dropped-out” position unless an operating sequence allows the device to rest with an open interrupter gap and a closed isolation gap in which case, both the isolation gap alone and the interrupter gap alone shall be tested for the open position test cases. ^d Switching capability for a cutout mounted recloser may require the use of an auxiliary open and closing device. The auxiliary open and closing device shall be considered a part of the cutout mounted recloser for the purpose of type testing. Consult manufacturer for operating details.				

5.2 Rated voltage (U_r)

Subclause 5.2 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The rated voltage (rated maximum voltage) indicates the upper limit of the highest voltage of the system for which reclosers are intended to operate.

NOTE For purposes of this document, the term “rated voltage” (U_r) in IEC is equivalent to the term “rated maximum voltage” (V) in IEEE.

The values of rated voltage of reclosers are those shown in column 2 of Table 2 and Table 3.

5.3 Rated insulation level

Subclause 5.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable, with the following modifications:

Table 1 and Table 2 of IEC 62271-1:2017 are replaced by Table 2 and Table 3 of this document.

NOTE Since the scope of this document is limited to a maximum rated voltage of 38 kV, Table 3 and Table 4 of IEC 62271-1:2017 do not apply.

Table 2 – Rated maximum voltages and rated voltage withstand values for reclosers applied on overhead line distribution circuits^a

Line No.	Rated maximum voltage	Rated lightning impulse withstand voltage ^b	Rated short-duration power-frequency withstand voltage
	kV, r.m.s.	kV, peak	kV, r.m.s.
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4
1	12	75	28
2	15 ^c	95	36
3	15,5	110	50
4	17,5	95	38
5	24	125	50
6	27	125	60
7	36	150	70
8	36	170	70
9	38	150	70
10	38	170	70

^a The test values shown in Table 2 are for type tests; refer to 11.101 for field-testing.

^b These performance characteristics specified as test requirements in this document.

^c The 15 kV rating is used in North America and some other countries. It has historically been associated with metal-clad and metal-enclosed switchgear used for applications that are primarily indoors and/or outdoors where the insulation level is less than that required for outdoor overhead applications. For applications other than metal-clad or metal-enclosed switchgear, the 15,5 kV rating is preferred.

Table 3 – Rated maximum voltages and rated voltage withstand values for reclosers applied on cable connected distribution circuits ^a

Line No.	Rated maximum voltage	Rated lightning impulse withstand voltage	Rated short-duration power-frequency withstand voltage ^b	Related DC withstand test 15 min ^{b,c,d}
	kV, r.m.s.	kV, peak	kV, r.m.s.	kV
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5
1	12	60	28	42
3	15,5	95	35	53
4	17,5	95	38	57
5	24	95	50	78
6	27	125	40	78
7	36	150	70	103
8	36	170	70	103
9	38	150	50	103
10	38	170	70	103

^a The test values shown in Table 3 are for type tests; refer to 11.101 for field-testing.

^b These are performance characteristics specified as test requirements in this document.

^c DC withstand tests are required for pad-mounted, dry vault and submersible gear since this type of equipment is interfaced to the power system via separable connectors. The test requirements of separable connectors are specified IEEE Std 386 [6] and these values are reproduced here in column 5. The DC withstand test requirement on the recloser demonstrates its capability to withstand either DC withstand or the peak value of very low frequency (VLF) testing of connected cables.

^d DC withstand testing of 36/38 kV cables is not a recommended practice. Very low frequency (VLF) testing is used as an alternative to the DC withstand test. Reference IEEE Std 400.2 [7].

5.4 Rated frequency (f_r)

Subclause 5.4 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The rated power-frequency shall be the frequency at which the recloser and its components are designed to operate. The values of the rated power-frequency are 50 Hz or 60 Hz.

5.5 Rated continuous current (I_r)

Subclause 5.5 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

The historic values of 560 A, 600 A, and 1 200 A, while not part of the R10 series, are also recognized as accepted commonly used values.

5.6 Rated short-time withstand current (I_k)

Subclause 5.6 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

The historic values of 6 000 A and 12 000 A, while not part of the R10 series, are also recognized as accepted commonly used values.

NOTE The R10 series comprises the numbers 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 and their products by 10ⁿ.

5.7 Rated peak withstand current (I_p)

Subclause 5.7 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

5.8 Rated duration of short-circuit (t_k)

Subclause 5.8 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

The standard rated duration of short-circuit (t_k) is 0,5 s unless otherwise stated by the manufacturer and listed on the nameplate. Optional values are 1 s, 2 s and 3 s.

5.9 Rated supply voltage of auxiliary and control circuits (U_a)

5.9.1 General

Subclause 5.9.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

5.9.2 Rated supply voltage (U_a)

Subclause 5.9.2 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The rated supply voltage should be selected from the standard values given in Table 4 and Table 5.

The values in Table 4 and Table 5 do not apply to line-powered or self-powered devices such as series trip or controls supplied by integrally mounted current transformers or internal batteries.

Refer to 6.4.1 and 6.9 for applicable voltage operating ranges.

Table 4 – Direct current voltage

U_a V
24
48
60 *
110 *
125
220 *
250
NOTE The values in this table are taken from IEC 62271-1. The values marked with an asterisk (*) are not common in IEEE standards.

Table 5 – Alternating current voltages

Three-phase, three-wire or four-wire systems	Single-phase, three-wire systems	Single-phase, two-wire systems
(1)	(2)	(3)
--	120/240	120
120/208	--	120
230/400	--	230
277/480	--	277
347/600	--	347
NOTE The lower values in column (1) of this table are voltages to neutral and the higher values are voltages between phases. The lower value in column (2) is the voltage to neutral and the higher value is the voltage between lines.		

5.10 Rated supply frequency of auxiliary and control circuits

Subclause 5.10 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

5.11 Rated pressure of compressed gas supply for controlled pressure systems

Subclause 5.11 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

For devices that use a compressed gas supply, the rated pressure of compressed gas supply for insulation and/or operation shall be stated by the manufacturer.

5.101 Rated minimum tripping current ($I_{>\min}$)

The minimum tripping current shall be stated by the manufacturer with a tolerance not to exceed the greater of $\pm 10\%$ or $\pm 3\text{ A}$.

The minimum tripping current for shunt-trip reclosers is variable and is independent of the rated continuous (normal) current. Information on specific reclosers should be obtained from the manufacturer.

NOTE The term rated minimum tripping current ($I_{>\min}$) is similar to the term G_T in IEC 60255-151 [8].

5.102 Rated short-circuit breaking current (I_{sc})

The rated short-circuit breaking current is the highest value of the symmetrical component of the short circuit current that the recloser shall be capable of breaking under the conditions of use and behaviour prescribed in this document. This implies that the circuit has a power-frequency recovery voltage corresponding to the rated voltage of the recloser and having a transient recovery voltage equal to the value specified in 7.103.6.

NOTE 1 The term rated symmetrical interrupting current as used in earlier editions of IEC 62271-111/IEEE Std C37.60 is replaced by the equivalent term short-circuit breaking current as used in IEC 62271-100.

The preferred rated short-circuit breaking current of reclosers shall be selected from the R10 series specified in IEC 60059 [9]. See Annex H for ratings for hydraulically controlled series-trip reclosers and oil interrupting reclosers.

NOTE 2 The R10 series comprises the numbers 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 and their products by 10^n .

The rated short-circuit breaking current shall be based on the capability of the recloser to interrupt the corresponding asymmetrical current in circuits having X/R values as given in columns 5, 7, and 9 of Table 11 and with a power-frequency recovery voltage equal to the rated maximum voltage and with transient recovery voltages as defined in 7.103.6.

5.103 Rated short-circuit making current

Reclosers shall be capable of making, at any applied voltage up to and including that corresponding to their rated voltage, any current up to and including their rated short-circuit making current.

The rated short-circuit making current shall be the same value as the rated short-circuit breaking current, with maximum asymmetry corresponding to the X/R ratio in column 9 of Table 11. Refer to Annex A for information on calculating the peak current value.

5.104 Rated operating sequence

The rated characteristics of the recloser are referred to the rated operating sequence. The preferred rated operating sequence for automatic circuit reclosers shall be:

$$O - t - CO - t' - CO - t'' - CO,$$

where

O represents an open operation;

CO represents a closing operation followed by an opening operation with a time delay controlled by the automatic control of the device.

Other sequences may be used.

The preferred values for the reclosing intervals are: $t = 0,5$ s, $t' = 2$ s and $t'' = 5$ s representing the fastest rapid reclosing interval capability of the device controlled by its automatic control. Other reclosing intervals may be used. See Annex H for rated operating sequence for oil interrupting reclosers.

The operating sequence and reclosing intervals represent the minimum required capability of the device and shall be demonstrated in the standard operating duty test specified in 7.103.4. Other operating sequences, delays and reclosing intervals may be available for selection by the user.

5.105 Rated first-pole-to-clear factor

The first-pole-to-clear factor (k_{pp}) is a function of the earthing of the system neutral. The rated values of k_{pp} are:

- 1,3 for systems with effectively earthed neutral;
- 1,5 for systems with non-effectively earthed neutral.

All reclosers shall be rated for a k_{pp} of 1,5; a rating for a k_{pp} of 1,3 is optional.

Single-phase reclosers that have completed the standard operating duty test at the required full U_r voltage are automatically qualified for both non-effectively earthed and effectively earthed neutral systems.

5.106 Rated line- (I_l) and cable-charging (I_c) interrupting currents

Line-charging current interruption tests are applicable to all reclosers for switching unloaded three-phase overhead lines. Cable-charging current interrupting tests are applicable to all

reclosers for switching the charging current of unloaded lengths of cables. Line- and cable-charging current interruption are related required capabilities of all single- and three-phase reclosers. The tests are also applicable to the case of an overhead line in series with short lengths of cable.

Single-phase reclosers are frequently applied in a set of three on a three-phase circuit. Accordingly, single-phase reclosers are required to meet the line- and cable-charging current tests.

NOTE No capacitive current switching class similar to IEEE C37.09a and IEC 62271-100 is assigned to reclosers.

Cables are considered to be short if the total charging current does not exceed 20 % of the overhead line-charging current and the charging current of any cable adjacent to the recloser does not exceed 10 % of the overhead line-charging current. In any case, the total current shall not exceed the rated line-charging interrupting current.

The preferred line- and cable-charging interrupting current ratings for reclosers are as given in Table 6.

Table 6 – Preferred line- and cable-charging interrupting current ratings

Rated maximum voltage kV	Rated breaking current A (r.m.s.)	
	Line charging	Cable charging
12	2	10
15 and 15,5	2	10
17,5	2	10
24	5	25
27	5	25
36	5	40
38	5	40

6 Design and construction

6.1 Requirements for liquids in switchgear and controlgear

Subclause 6.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition.

Oil sampling provision (submersible reclosers): when oil is used as the insulating medium, provision shall be made to obtain a bottom oil sample.

6.2 Requirements for gases in switchgear and controlgear

Subclause 6.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.3 Earthing of switchgear and controlgear

NOTE The terms “ground” and “grounding” in IEEE are equivalent to the IEC terms “earth” and “earthing”.

Subclause 6.3 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

Reclosers shall be provided with a reliable earthing point for connection of an equipment earth conductor (EGC) suitable for the specified fault conditions. Parts of metallic enclosures connected to the earthing system may be designed to be part of the earth circuit.

All conductive components and enclosures that may be touched during normal operating conditions and are intended to be grounded shall be designed to carry 30 A (DC) with a voltage drop of maximum 3 V to the grounding point provided at the recloser. For purposes of this subclause, the term “conductive” does not include semi-conductive surfaces.

A recloser control housing that may be mounted separately from the recloser or that contains control elements that rely on solid earthing (grounding) for surge immunity shall also have provisions for the connection of an earth (ground) lead.

Pad mounted, dry vault and submersible reclosers shall have an additional earthing (grounding) connection for each three-phase set of cable entrances.

6.4 Auxiliary and control equipment

6.4.1 General

Subclause 6.4.1 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

Switchgear, including all auxiliary circuits (electronic controls, supervision, monitoring and communication), that relies solely on an auxiliary power supply shall be able to operate normally when the auxiliary power supply measured at the supply terminals of the auxiliary equipment is such that:

- the voltage variation is within the limits of the supply voltages shown in Tables 4 and 5;
- in the case of a DC auxiliary supply voltage, the ripple voltage is limited to a value not greater than 5 % of the DC component.

The requirements for voltage variation do not apply to self-powered control equipment, e.g. powered by integrally mounted current transformers or battery powered controls.

6.4.2 Protection against electric shock

Subclause 6.4.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following modification.

Special access restrictions may be required for overhead/pole mounted reclosers. See 6.4.3.

6.4.3 Components installed in enclosures

6.4.3.1 General

Subclause 6.4.3 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

6.4.3.2 Accessibility

Closing and opening actuators and emergency shut-down system actuators shall be located between 0,4 m and 2 m above the floor, ground or operating platform normally used by operating personnel. This requirement does not apply to separately mounted control enclosures where they may need to be elevated to prevent access by the general public according to local requirements and work practices.

Other actuators should be located at such a height that they can be easily operated, and indicating devices should be located at such a height as to be readily legible.

6.4.3.3 Identification

Identification of components installed in enclosures shall be in agreement with the indication on the wiring diagrams and drawings.

6.4.3.4 Auxiliary switches

Auxiliary switches shall be suitable for the number of electrical and mechanical operating cycles specified for the switching device.

6.4.3.5 Auxiliary and control contacts

Auxiliary and control contacts shall be suitable for the number of electrical and mechanical operating cycles specified for the switching device. This requirement shall be verified by the mechanical endurance test of the switching devices.

6.4.3.6 Heating elements

All heating elements shall be of the non-exposed type.

Where contact with a heater or shield can occur accidentally, the surface temperature shall not exceed the temperature limits for accessible parts not to be touched in normal operation, as specified in 7.5.6.

6.4.3.7 Operation counter

Operation counter shall be suitable for its intended duty in terms of environmental conditions and for the number of electrical and mechanical operating cycles specified for the switching device.

6.5 Dependent power operation

Subclause 6.5 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.6 Stored energy operation

6.6.1 General

Subclause 6.6 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

A switching device arranged for stored energy operation shall be capable of making and breaking all currents up to its rated values when the energy storage device is suitably charged. Except for slow operation during maintenance, the main contacts shall only move under the action of the drive mechanism and in the designed manner, and not in the case of re-application of the energy supply to the energy storage device after a loss of energy.

A device indicating when the energy storage device is charged shall be mounted on the switching device except in the case of an independent unlatched operation, see 6.7.

It shall not be possible for the moving contacts to move from one position to the other, unless the stored energy is sufficient for satisfactory completion of the opening or closing operation. Stored energy systems for both opening and closing shall be capable of being discharged, restrained or otherwise reduced to a condition consistent with personnel safety during maintenance operations by properly trained personnel.

When indicators are used on stored energy operating mechanisms, the following colours are suggested subject to any local codes:

- a) yellow background with CHARGED in black letters for charged mechanisms;
- b) white background with DISCHARGED in black letters for discharged mechanisms.

As an alternative, red letters on a white background for both indicators may be used.

The words “CHARGED” and “DISCHARGED” are given in the English language as an example. The actual language used shall be as specified or as is customary for the intended user.

NOTE Further guidance on the colours or symbols may be found in IEC 60073 [10] and IEC 60417 [11].

Customer (user) preferences or local codes for indicators should be specified by the user.

6.6.2 Energy storage in gas receivers or hydraulic accumulators

When the energy storage device is a gas receiver or hydraulic accumulator, the requirements of 6.6.1 apply at operating pressures between the limits specified in items a) and b).

a) External pneumatic or hydraulic supply

Unless otherwise specified by the manufacturer, the limits of the operating pressure are 85 % and 110 % of their specified rated pressure.

Higher limits may apply where receivers also store compressed gas for interruption. The applicable equipment standard should address as needed the maximum limit if applicable.

b) Compressor or pump integral with the switching device or the operating device

The limits of operating pressure shall be stated by the manufacturer.

6.6.3 Energy stored in springs (or weights)

When the energy storage device is a spring (or weight), the requirements of 6.6.1 apply when the spring is charged (or the weight lifted).

6.6.4 Manual charging

If a spring (or weight) is charged by hand, the direction of motion of the handle shall be marked.

The manual charging facility shall be designed such that the handle is not driven by the operation of the switching device.

The maximum actuating force required for manually charging a spring (or weight) shall not exceed 250 N (56 lb_f (pound-force)).

6.6.5 Motor charging

Motors, and their electrically operated auxiliary equipment for charging a spring (or weight) or for driving a compressor or pump, shall operate satisfactorily within the limits of the voltages in 5.9, the frequency, in the case of AC, being the rated supply frequency.

NOTE For electric motors, the limits do not imply the use of non-standard motors but only the selection of a motor which at these values provides the necessary effort, and the rated voltage of the motor need not coincide with the rated supply voltage of the closing device.

6.6.6 Energy storage in capacitors

When the energy storage is a charged capacitor, the requirements of 6.6.1 apply when the capacitor is charged except that indication of the charged state may be placed on the energy storage device rather than the switching device. In the case of an energy storage device embedded within electronic controls of the recloser, a ‘readiness to operate’ indicator satisfies this requirement.

6.7 Independent unlatched operation (independent manual or power operation)

Subclause 6.7 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition.

Reclosers shall be provided with a manual operating lever to open the recloser. The operating lever shall be suitable for operation with a hot line stick or insulating stick.

Some applications may require that the operating lever on a submersible recloser be located such that one person standing on the surface can operate it without standing directly over the recloser. These special applications should be specified by the user.

6.8 Manually operated actuators

Subclause 5.8 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.9 Operation of releases

6.9.1 General

Subclause 6.9.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.9.2 Shunt closing release

Subclause 6.9.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.9.3 Shunt opening release

Subclause 6.9.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.9.4 Capacitor operation of shunt releases

Subclause 6.9.4 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.9.5 Under-voltage release

Subclause 6.9.5 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.10 Pressure/level indication

Subclause 6.10 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.11 Nameplates

Subclause 6.11 of IEC 62271-1:2017 is applicable, with the following additions.

The nameplates for recloser shall be marked in accordance with Table 7.

If the recloser consists of several poles with independent operating mechanisms, each pole shall be provided with a nameplate. This requirement does not apply if all of the pole mechanisms are mounted to a common structure.

If the recloser is operated or controlled by a detachable control enclosure, this enclosure shall also have an appropriate nameplate.

For submersible reclosers, a nameplate of stainless steel or other corrosion resistant material shall be provided. The nameplate shall be securely attached to the top of the tank by means of stainless steel screws, rivets, or other corrosion resistant fasteners. All letters, schematics and numbers shall be permanently stamped, embossed or engraved on the nameplate.

Table 7 – Nameplate markings

Term	Abbreviation ^a	Unit	Condition: Marking only required if	Marking requirement ^b
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5
Manufacturer's name or trademark				X
Manufacturer's type designation				X
Equipment type		c		X
Rated maximum voltage	V or U_r	kV		X
Rated power-frequency withstand voltage	U_d	kV		X
Rated lightning impulse withstand voltage	U_p	kV		X
Rated power-frequency	f_r	Hz	Rating is not applicable at both 50 Hz and 60 Hz	Y
Rated continuous (normal) current	I_r	A		X
Rated duration of short circuit	t_k	s	Different from 0,5 s	Y
Rated short-circuit breaking current	I_{sc}	A or kA		X
First pole-to-clear factor	k_{pp}		Specify 1,3 if rated for both 1,5 and 1,3	Y
Rated minimum tripping current	$I_{>min}$	A	Non-adjustable series-trip reclosers	Y
Ice breaking capability		mm	Greater than 1 mm thickness and if type testing is required, see 6.110	Y
Type and quantity (volume of liquid or mass of gas) of insulating material		l or kg ^d	Contains liquid or gas	Y
Mass (including oil for oil-filled devices)		kg (lbs) ^d		X
Serial number and date of manufacture				X

A separate auxiliary nameplate or label may be used for supply voltage information.

^a The abbreviation in column 2 may be used instead of the term in column 1. When the term in column 1 is used, the word "rated" is not required.

^b X = the marking of these values is mandatory; blanks indicate the value zero.

Y = the marking of these values to the conditions in column 4.

^c Equipment type: the nameplate shall also contain the word(s) "recloser" or "cutout mounted recloser" in accordance with its operating sequence capability as given in 5.104.

^d SI metric units are preferred; however country specific units may be used, e.g. US gallons (US gal.) pound-force (lb_f), pound mass (lb_m).

6.12 Locking devices

Subclause 6.12 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.13 Position indication

Subclause 6.13 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following additions:

For pad mounted, dry vault or submersible reclosers viewing of the position indicator may require opening of the pad-mounted or underground enclosure.

In the absence of user specifications, the preferred colours to indicate an open or closed position are red to signify closed and green to signify open.

6.14 Degrees of protection provided by enclosures

6.14.1 General

Subclause 6.14 of IEC 62271-1:2017 is not applicable. The degrees of protection provided by enclosures shall be in accordance with IEC 60529 and 6.14.2 through 6.14.4.

6.14.2 Protection of persons against access to hazardous parts and protection of the equipment against ingress of solid foreign objects (IP coding)

6.14.2.1 General requirements

The degree of protection of persons and of equipment provided by an enclosure against access to hazardous parts of the main circuit, control and/or auxiliary circuits and to any hazardous moving parts and against ingress of solid foreign objects shall be at least IP1XB according to IEC 60529.

6.14.2.2 Requirements for equipment in publicly accessible areas

Equipment including control enclosures that are intended for installation in publicly accessible areas shall conform to the degree of protection level IP4X or higher. Such enclosures shall be designed to mitigate the potential hazards of the equipment to unauthorized persons. Consideration for securing associated external cable and cable connections and the prevention of internal access other than by authorized personnel shall be agreed upon between the user and the manufacturer.

In order to secure the control enclosure, the following measures are typically used to address the hazards presented by publicly accessible equipment.

- a) Three-point door latching mechanisms, or equivalent, are used to secure a door of entry.

NOTE 1 A three-point latching mechanism allows for all un-hinged sides of a door to be latched, thereby securing all sides of a door. Such mechanism greatly increases the security of the door compared to a single-point latching mechanism.

- b) Enclosure panels are fastened or hinged to resist disassembly, breaking, or prying open from the outside with the doors in the closed and locked position. No externally removable screws, bolts, or other fastening devices exist by which access to energized parts in the enclosure might be obtained without the use of special tools.
- c) Locking bolts and associated threaded receptacles, hinges, and hinge pins are AISI6 type 304 stainless steel or material of equivalent corrosion resistance.
- d) Enclosures have padlock provisions, utilizing a minimum of one padlocking means provided per entry door.

NOTE 2 In some jurisdictions and when specified by the user, conformance to IEEE Std C57.12.28.xx may be required.

6.14.3 Protection against ingress of water (IP coding)

Reclosers shall conform to the degree of protection level IPX3 or higher according to IEC 60529.

6.14.4 Protection of equipment against mechanical impact under normal service conditions (IK coding)

Subclause 6.14.4 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

6.15 Creepage distances for outdoor insulators

Subclause 6.15 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.16 Gas and vacuum tightness

Subclause 6.16 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.17 Tightness for liquid systems

Subclause 6.17 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition.

Tank construction for liquid filled or non-pressurized devices shall be such that leaks will not occur and the recloser will remain mechanically operable at the maximum pressure generated by the normal operation of the recloser (for example, temperature rise, load interrupting and fault closing).

6.18 Fire hazard (flammability)

Subclause 6.18 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.19 Electromagnetic compatibility (EMC)

Subclause 6.19 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The control elements supplied with shunt-trip reclosers shall withstand, without damage, voltage surges originating in the low-voltage energy source, in either or both of the current and voltage transformers connected to the control elements, or in the control leads connecting the recloser and the control elements. The tests specified in 7.111 demonstrate this capability.

6.20 X-ray emission

Subclause 6.20 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.21 Corrosion

Subclause 6.21 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.22 Filling levels for insulation, switching and/or operation

Subclause 6.22 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

6.101 Tank construction: submersible or dry vault reclosers

6.101.1 Tank material and finish

The tank and all attachments shall be made of corrosion resistant material or provided with an impact and corrosion resistant finish and shall also be suitable for storage in uncovered areas.

6.101.2 Water entrapment

External parts of the tank or accessories shall not trap or hold water.

6.101.3 Tank support

Tank support shall include provision for anchoring the tank.

6.101.4 Lifting lugs

Attachment points for lifting the recloser shall be provided to permit lifting and installation in accordance with the manufacturer's instructions. They shall be designed and located on the tank to avoid interference between lifting slings and any attachments (bushings, operating handles, etc.), and to avoid scratching or marring the tank finish during handling.

6.102 Counters

An operations counter shall be provided to indicate the total number of unit operations of automatic reclosers. The counter shall be visible with the recloser in service.

6.103 Conductor terminal sizes

For connection of bare conductors, terminals shall accommodate conductors of a size adequate to conduct the rated continuous (normal) current of the recloser without exceeding the appropriate temperature rise shown in 7.5.5.

For reclosers fitted with cable terminations, bushings should accommodate cable terminations in accordance with IEEE Std 386 [6] or the IEC 60502 series [12] unless otherwise specified by the user.

7 Type tests

7.1 General

7.1.1 Overview

Subclause 7.1.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

Reclosers shall be capable of meeting the type tests described in 7.2 through 7.11 inclusive and 7.101 through 7.113 inclusive and as applicable. Once made, the type tests need not be repeated unless the design is changed so as to modify the performance characteristics of the recloser.

Reconditioning is not permitted during any individual type test. The complete standard operating duty test specified in 7.103 is considered as one type test.

Refer to Annex E for tolerances applied to test values.

NOTE The term "type test" in IEC is equivalent to the IEEE term "design test".

7.1.2 Information for identification of test objects

Subclause 7.1.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

The definition of an automatic circuit recloser includes its automatic control. Manufacturer shall include in the information provided to the testing laboratory sufficient information to identify the control used in the type tests. Where appropriate, this information shall include model number, serial number, firmware revision, software revision and other appropriate control software information.

The definition of a cutout mounted recloser includes a fuse type mounting or support. This mounting or support is integral to the dielectric capability of the device. The manufacturer shall include in the information provided to the testing laboratory sufficient information to identify the mounting or support used in the type tests. Where appropriate, this information shall include make, model number and rating.

7.1.3 Information to be included in type-test reports

Subclause 7.1.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition.

The definition of an automatic circuit recloser includes its automatic control. The control shall be considered an essential part of the switchgear in the test report including its model number, serial number, firmware revision, software revision and other appropriate control schemes.

The definition of a cutout mounted recloser includes a fuse type mounting or support. This mounting or support shall be considered an essential part of the switchgear and noted in the test report including its make, model number and rating.

A cutout mounted recloser may require the temporary attachment of an auxiliary device to perform the related switching functions of a recloser. If such a device is required, it shall be considered an essential part of the switchgear and noted in the test report including its make, model number and rating.

The test arrangement including mounting and use of auxiliary devices shall be noted in the test report.

NOTE An auxiliary device may be a separable attachment that is used to perform non-automatic switching functions and is then removed for normal automatic operation. Such a device may perform a quick-break or arc snubbing action to extinguish the arc when the cutout mounted recloser is opened manually.

In this document, the term “control voltage” has the same meaning as “auxiliary supply voltage”.

7.1.101 Test conditions

7.1.101.1 Condition of device to be tested

The recloser shall be new and in good condition.

7.1.101.2 Mounting of device

The recloser shall be mounted in a manner closely approximating the normal service conditions for which it is designed. If the recloser normally requires control apparatus, the control apparatus shall be connected during the tests observing the following minimum requirements:

- a) the control shall be mounted on the recloser as intended by the manufacturer's design or positioned within 2 m of the recloser phase terminals under test;

- b) the recloser shall be connected to the control apparatus with the manufacturer's approved cable whose length shall be the maximum allowed by the manufacturer except that it need not exceed 6 m;
- c) the control shall be placed in the same room as the recloser without any additional shielding except that which is provided by the manufacturer for normal service;
- d) the connections to the terminals of the switchgear shall be arranged in such a way as to avoid unrealistic stressing of the terminals. The distance between the terminals and the nearest supports of the conductors on both sides of the switchgear shall be in accordance with the instructions of the manufacturer;
- e) a cutout mounted recloser may require the temporary attachment of an auxiliary device to perform the related switching functions of a recloser. If such a device is required, it need not be mounted except for those tests requiring its use, see Note in 6.1.3.

If the control apparatus is intended by the manufacturer to always be integrally mounted to or within the recloser structure, it shall be considered in compliance with a) and b) above with a zero length control cable.

7.1.101.3 Earthing (grounding) of device

All parts of the recloser, including control apparatus where used, shall be earthed by a lead attached to the earth terminal and other parts to be earthed, in a manner not to decrease the withstand voltage.

7.1.101.4 Power frequency

Reclosers shall be tested at rated frequency with a tolerance of $\pm 5\%$. However, for convenience of testing, some deviations from the above tolerance are allowable; for example, when reclosers rated at 50 Hz are tested at 60 Hz and vice versa, care should be exercised in the interpretation of the results, taking into account all significant facts such as the type of the recloser and the type of test performed.

NOTE 1 In particular, it is recognized that for most vacuum interrupters, di/dt is not a relevant criterion for comparison and tests at 50 Hz are acceptable for 60 Hz ratings, but not vice versa.

NOTE 2 Refer to IEC TR 62271-306 [13] for additional information about the applicability of tests at different frequencies.

7.2 Dielectric tests

7.2.1 General

Subclause 7.2.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following additions and modifications:

Rated insulation levels for cutout mounted reclosers are based in part on the rating of the fuse support or base identified by the manufacturer in 7.1.1 and 7.1.2. See 7.2.6.3 for special test conditions for the cutout mounted recloser.

Reclosers shall be capable of withstanding, without damage to either the recloser or its associated control apparatus, if any, the test voltages of Table 2 or Table 3, when tested in accordance with 7.1.

7.2.2 Ambient air conditions during tests

Subclause 7.2.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.2.3 Wet test procedure

Subclause 7.2.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.2.4 Arrangement of the equipment

Subclause 7.2.4 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following additions:

- a) On overhead reclosers electrical connections shall be made by means of bare wire, connected in each terminal. These bare wires shall project in such a manner as not to decrease the withstand value. Any necessary bends may be made at the terminals. The test lead connections shall be made to the wires projecting from the terminals. Terminals shall be representative of those used in service;
- b) On pad mounted, submersible and dry vault reclosers, connections shall be made through a cable termination similar to that for which the recloser was designed. If terminations capable of meeting the specified dielectric voltage are not available, other terminations (bushing or connectors, or both) may be substituted for the purpose of performing these tests.

7.2.5 Criteria to pass the test

Subclause 7.2.5 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following modification:

When testing switchgear incorporating an open vacuum interrupter, for each polarity, a maximum of 25 preliminary impulse tests may be performed at up to and including the rated withstand voltage. The number and level of preliminary impulses is to be stated by the manufacturer. Breakdowns that are observed during these preliminary tests shall be disregarded for the purposes of the withstand statistics used to determine pass or fail performance of the equipment.

NOTE For more information about the application of preliminary impulses to an open vacuum interrupter, see reference [14].

7.2.6 Application of the test voltage and test conditions

7.2.6.1 General

Subclause 7.2.6.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.2.6.2 General case

Subclause 7.2.6.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

Single-phase reclosers shall be tested for conditions 1, 4 and 7 of Table 10 of IEC 62271-1:2017. The connections of the terminals for phases B and C are not applicable.

7.2.6.3 Special case

Subclause 7.2.6.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

The open position tests for cutout mounted reclosers are given for the device in the “dropped-out” position.

If the operating sequence allows the device to rest with an open interrupter gap and a closed disconnector gap, both the isolation gap alone and the interrupter gap alone shall be tested for the open position test cases, e.g. cutout mounted reclosers.

7.2.7 Tests of switchgear and controlgear of $U_r \leq 245$ kV

7.2.7.1 General

Subclause 7.2.7.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following modifications:

The tests shall be performed with the test voltages equal to the withstand values of Table 2 or Table 3.

NOTE The scope of this document is limited to the voltage range above 1 000 V up to and including 38 000 V.

7.2.7.2 Power-frequency voltage tests

Subclause 7.2.7.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.2.7.3 Lightning impulse voltage tests

Subclause 7.2.7.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition.

The average value of all tests in a group shall equal or exceed the rated value.

7.2.7.101 DC withstand test voltage

On reclosers using pad mounted, dry vault, and submersible cable connectors, a DC withstand test shall be performed in addition to the power-frequency withstand test in 7.2.7.1 above. When used, the test voltage applied shall be the value given in column 5 of Table 3. DC or very low frequency test voltages are used on cables that still may be connected to the switchgear. This type test is included to verify that the switchgear can also withstand the same test voltage.

Refer to 11.101 for a discussion on field tests.

The DC power source for the DC withstand test shall be capable of supplying a minimum of 10 mA before tripping out on overload. The test shall be considered to have failed if there is:

- a) a leakage current of more than 10 mA, or
- b) the test device is unable to withstand the voltage.

Non-sustained disruptive discharges may occur and are allowed.

NOTE These test criteria recognize the likelihood that a small leakage current may pass through an insulating medium or across an insulating surface while still supporting the high DC voltage. This is particularly true of vacuum interrupters.

7.2.8 Test of switchgear and controlgear of $U_r > 245$ kV

Subclause 7.2.8 of IEC 62271-1:2017 is not applicable, since the scope of this document is limited to 38 kV and below.

7.2.9 Artificial pollution tests for outdoor insulators

Subclause 7.2.9 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.3 Radio interference voltage (RIV) test

Subclause 7.3 of IEC 62271-1:2017 is not applicable; RIV tests are not a requirement of this document.

7.4 Resistance measurement

7.4.1 Measurement of the resistance of auxiliary contacts class 1 and class 2

Subclause 7.4.1 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

7.4.2 Measurement of the resistance of auxiliary contacts class 3

Subclause 7.4.2 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

7.4.3 Electrical continuity of earthed metallic parts test

Subclause 7.4.3 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.4.4 Resistance measurement of contacts and connections in the main circuit as a condition check

Subclause 7.4.4 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.5 Continuous current tests

7.5.1 Condition of the test object

Subclause 7.5.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.5.2 Arrangement of the equipment

Subclause 7.5.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition:

The test object shall be arranged in accordance with 7.1.

7.5.3 Test current and duration

7.5.3.1 Test on main circuit

Subclause 7.5.3.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.5.3.2 Test of the auxiliary and control equipment

Subclause 7.5.3.2 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The continuous current or temperature rise test requirement for other auxiliary and control equipment is addressed by the successful completion of the interrupting duty, mechanical endurance test and temperature rise of the main circuit.

Since the auxiliary and control equipment is included in the definition of an automatic circuit recloser, it is required that this auxiliary and control equipment be included in the operation of the recloser during the interrupting duty and mechanical endurance tests.

7.5.4 Temperature measurement during test

7.5.4.1 Ambient air temperature

Subclause 7.5.4.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following additions.

The method of measuring the ambient air temperature specified in IEC 62271-1:2017 is the preferred method.

Methods for the measurement of ambient temperature described in previous editions of IEC 62271-111 are also considered valid.

7.5.4.2 Temperature of test object

Subclause 7.5.4.2 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition.

The following arrangement shall be allowed as an alternate to the arrangement of equipment specified in subclause 7.5.4.2 of IEC 62271-1:2017, in which case the 5 K difference of temperature rise between the terminals and the external connections shall not apply.

The recloser shall have a conductor connected to each terminal having a minimum length of 1,2 m. For reclosers with bushings designed for connection to bare copper conductors, use cables no larger than listed in Table 8. For aluminium cables use Table 9. For reclosers designed for use with submersible or insulated cables, the cables shall be chosen for the rated current and voltage of the recloser. Refer to IEEE Std 386 for guidance. The connection shall be made to the ends of these conductors.

For rated continuous current levels greater than those in Table 8 or Table 9, the arrangement given in IEC 62271-1:2017 shall be followed.

Table 8 – Size of bare copper leads ^a

Rated continuous (normal) current A	Size of leads		
	AWG	kcmil	mm ²
Up to 50	#6 solid	26,2	13
70 to 100	#2/0 stranded	133	67
140 to 200	#4/0 stranded	211	107
250 to 315	–	400	200
400	–	500	250
500	–	600	300
630	–	750	400
800	–	1 000	500
^a Multiple (parallel) conductors of equivalent net cross-section are permitted.			

Table 9 – Size of bare aluminium leads ^a

Rated continuous (normal) current A	Size of leads		
	AWG	kcmil	mm ²
200	#4/0 stranded	211	107
500	–	1 000	500
630	–	1 250	625
^a Multiple (parallel) conductors of equivalent net cross-section are permitted.			

7.5.5 Resistance of the main circuit

Subclause 7.5.5 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.5.6 Criteria to pass test

Subclause 7.5.6 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.6 Short-time withstand current and peak withstand current tests

Subclause 7.6 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following additions.

The peak current (for a three-phase circuit, the highest value in one of the outer phases) shall be not less than the rated peak withstand current (I_p) and shall not exceed it by more than 5 % without the consent of the manufacturer.

7.7 Verification of the protection

Subclause 7.7.1 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the limitations and exceptions given in 6.14.

Subclause 7.7.2 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

7.8 Tightness tests

Subclause 7.8 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.9 Electromagnetic compatibility tests (EMC)

Subclause 7.9 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

See 7.111 for tests on the electronic control elements of a recloser.

7.10 Additional tests on auxiliary and control circuits

Subclause 7.10 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The successful completion of the interrupting duty, mechanical endurance test, and continuous current test of the main circuit is considered adequate verification of the auxiliary and control circuits.

NOTE Since the auxiliary and control equipment is included in the definition of an automatic circuit recloser, this auxiliary and control equipment is included in the operation of the recloser during the interrupting duty and mechanical endurance tests.

7.11 X-radiation test procedure for vacuum interrupters

Subclause 7.11 of IEC 62271-1:2017 is applicable.

7.101 Line-charging current and cable-charging current interruption tests

7.101.1 General

In laboratory tests the lines and cables may be partly or fully replaced by artificial circuits with lumped elements of capacitors, reactors or resistors. Phenomena occurring after a restrike or a re-ignition event are not representative of service conditions as the test circuit does not adequately reproduce the post-event voltage conditions.

Single-phase reclosers are frequently applied in a set of three on a three-phase circuit. Accordingly, single-phase reclosers are required to meet the line- and cable-charging current tests.

7.101.2 Characteristics of supply circuits

The supply circuit frequency shall be the rated frequency with a tolerance of ± 2 %.

Tests at 60 Hz demonstrate the breaking characteristics at 50 Hz.

Tests at 50 Hz may be considered to prove the characteristics at 60 Hz, provided that the voltage across the recloser is not less during the first 8,3 ms than it would be during a test at

60 Hz with the specified voltage. This implies that the peak of a 50 Hz source voltage will be greater than a test at 60 Hz. If a restrike occurs after 8,3 ms, due to the instantaneous voltage being higher than it would be during a test at 60 Hz, then the test-duty should be repeated at 60 Hz.

The test circuit shall fulfil the following requirements:

- a) the source impedance Z_s shall be in the range of a T20 circuit and a T50 circuit;
- b) the power factor of the source impedance shall be between 5 % and 20 %.

The prospective transient recovery voltage of the supply circuit shall be no more severe than the transient recovery voltage specified for short-circuit test duty T50. Inrush currents may be controlled using a damping circuit.

7.101.3 Earthing (grounding) of the supply circuit

The source neutral for the three phase circuit shall be solidly earthed (grounded). For single-phase tests, the circuit shall be earthed (grounded) but the grounding may be at either terminal of the supply circuit. Figures 2a and 2b show the test circuit diagrams.

7.101.4 Characteristics of the capacitive circuit to be switched

7.101.4.1 General

The characteristics of the capacitive circuit shall, with all necessary measuring devices such as voltage dividers included, be such that the decay of the voltage at load side does not exceed 10 % at the end of an interval of 300 ms after final arc extinction.

When capacitors are used to simulate cables or lines, a resistor (R_{surge}) of a maximum value of 5 % of the capacitive impedance may be inserted in series with the capacitors. Higher values are not permitted as they may unduly influence the recovery voltage.

See Figure 2 for test circuit where C_1 is selected to yield the test current; C_0 is determined by C_1/C_0 ratio given in Table 10. For shielded cables, $C_1 = C_0$ and the wye-connected capacitors are not used.

7.101.4.2 Three-phase reclosers with independent pole tripping

Three-phase reclosers that are capable of independent pole tripping, i.e. the poles are not ganged together, may be tested by either one of the following methods. In both cases, tests on only one of the phases is required:

- a) single-phase tests on one of the phases using a single-phase circuit with a test voltage in accordance with 7.101.6;
- b) single-phase tests in a three-phase test circuit with two phases of the capacitive circuit connected directly to the three-phase supply circuit and one phase connected to the supply circuit through the circuit-breaker pole to be tested.

7.101.4.3 Line-charging current switching tests

Where it is permissible to use parallel lines or to partly or fully replace the real three-phase line with concentrated capacitor banks, the resulting positive sequence capacitance shall be approximately three times the zero sequence capacitance.

7.101.4.4 Cable-charging current switching tests

Capacitors may be used to simulate cables. For three-phase tests representing three-core belted cables, the positive sequence capacitance shall be approximately two times the zero sequence capacitance.

NOTE The objective is to base the test on test parameters i.e. C_1/C_0 ratio, rather than cable types. The value of 2,0 for this ratio is considered to be the more severe case for three-core belted and shielded cable types.

A short overhead line may be used in series with a cable for the tests, provided the line-charging current does not exceed 1 % of the cable-charging current.

7.101.5 Waveform of the current

The waveform of the current to be interrupted should be sinusoidal. This condition is considered to be satisfied if the ratio of the r.m.s. value of the current to the r.m.s. value of the fundamental component does not exceed 1,2.

The current to be interrupted shall not go through zero more than once per half-cycle of power frequency.

7.101.6 Test voltage

Single-phase testing is not permitted for verification of three-phase switching performance except as provided in 7.101.4.2.

The power-frequency test voltage is the average of the phase-to-phase voltages, and shall be measured in the interval between 1 cycle and 1,5 cycles after the final phase arc-extinction. An acceptable alternate is the average of the phase-to-ground voltages multiplied by $\sqrt{3}$.

The test voltage in the case of three-phase tests on three-phase reclosers or on single-phase reclosers shall be equal to or greater than the rated maximum voltage of the recloser. The three individual phase voltages shall not vary more than 10 % of the average value.

The power frequency test voltage and the DC voltage resulting from the trapped charge on the capacitive circuit shall be maintained for a period of at least 0,3 s after breaking.

The voltage magnitude after clearing can escalate with multiple restrikes and test laboratories may shut power off to protect their equipment. The recloser shall withstand the recovery voltage for a minimum of 0,3 s after breaking for the operation to be considered successful. Otherwise, the operation shall not be counted as either a successful or an unsuccessful operation.

NOTE This document is limited in scope to rated maximum voltages of 38 kV and below. Most test laboratories can handle the switching test requirements of this document without having to resort to single-phase testing for verification of three-phase performance.

7.101.7 Test current

The tests shall be performed at the rated capacitive currents stated by the manufacturer. The minimum required current ratings are specified in Table 6.

7.101.8 Test-duties

The two test-duties shall be performed on one test object without any maintenance. The following abbreviations apply:

- line-charging current, test duty LC;
- cable-charging current, test duty CC.

Capacitive current switching tests for reclosers shall be made after performing at least one rated operating sequence of test-duty T20 as a preconditioning test (T20 is related to the rated breaking capability of the recloser).

As an alternative, the preconditioning test may consist of the following:

- same current as test-duty T20;
- no specified transient recovery voltage;
- at least four opening operations.

NOTE 1 The manufacturer may choose to perform additional iterations of the T20 preconditioning tests.

NOTE 2 Arcing times for preconditioning tests at T20 are not specified.

The capacitive current switching tests shall consist of the test-duties as specified in Table 10.

Table 10 – Switching test duties

Test type	Number of operations	C_1/C_0	Test current
Preconditioning ^a	Minimum of 4 openings	Not applicable	20 % of rated short circuit current ^a
Line charging (LC)	20 CO	3,0	100 % rated line charging
Cable charging (CC)	20 CO	2,0	100 % rated cable charging

^a Preconditioning tests may be performed at reduced voltage provided that the average of the arcing times for the first-pole-to-clear of the 4 interruption tests at reduced voltage shall be at least 80 % of the average of the arcing times for the first-pole-to-clear found during test-duty T20 when performed at rated voltage.

Re-ignitions during the capacitive current switching tests are permitted.

For each test the arcing time should be set randomly.

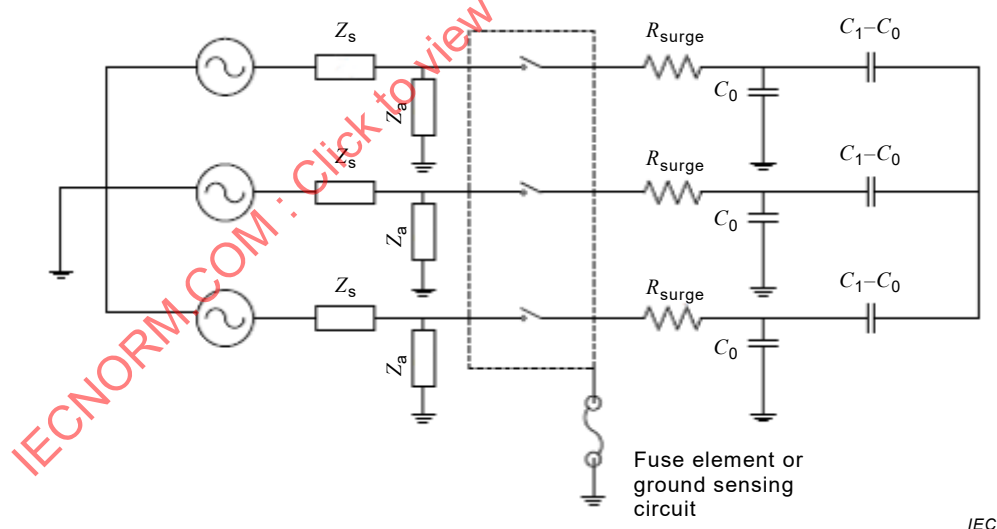


Figure 2a – Three-phase circuit

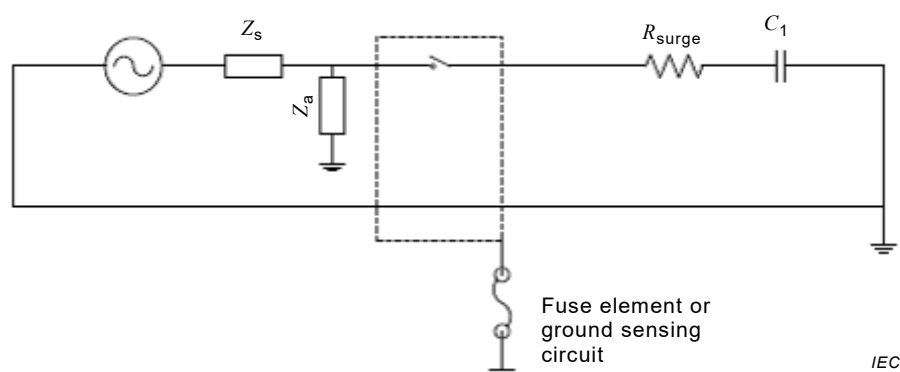


Figure 2b – Single-phase circuit

Key

- Z_s Source impedance, see 7.101.3
- Z_a Impedance of TRV circuit
- C_0 Load capacitance to ground used to establish the C_1/C_0 ratio, see 7.101.4
- C_1 Load capacitance to determine test current, see 7.101.4
- R_{surge} Resistance in series with capacitive load to simulate surge impedance of line or cable, see 6.101.4

Figure 2 – Test circuits for cable-charging or line-charging switching tests (see 7.101.5)

7.101.9 Criteria to pass the test

7.101.9.1 General

The behaviour of the recloser during making and breaking of the capacitive currents in all prescribed test duties shall fulfil the conditions given in 7.112 once the contacts have fully separated and come to rest. The recloser shall pass both the LC and CC tests.

7.101.9.2 Restrike limitations

The recloser shall have successfully passed the tests if no more than three operations have restrikes during the combined LC and CC tests. Restrikes that occur within the first 0,3 s from initial clearing shall count towards the three restrike maximum; tests that withstand for 0,3 s, but restrike after 0,3 s shall be considered invalid and shall be repeated.

Disruptive discharges to the recloser enclosure or frame are not permitted. (See ground current monitoring in Figure 2.)

7.102 Making current capability

7.102.1 Test procedure

The standard operating duty test in 7.103.4 demonstrates the capability of the recloser interrupting gap to close and latch on the rated short-circuit making current of the recloser. If the recloser is equipped with a non-interrupting gap that may be closed into a fault, fault making capability shall be demonstrated by a separate test for each additional gap, e.g. cutout reclosers.

Demonstration of the making current capability for non-interrupting gaps shall be in a fault closing test using the method of closing intended for that gap. The recloser shall be closed at the rated maximum voltage and rated short-circuit breaking current given in 5.102. Three closing operations without maintenance shall be performed on the same object.

7.102.2 Criteria for passing making current tests

The recloser shall operate to the lockout position. After the tests, the recloser shall meet the conditions outlined in 7.112.

7.103 Rated short-circuit breaking current tests

7.103.1 General

7.103.1.1 Condition of the recloser to be tested

The recloser shall be new or in good condition.

7.103.1.2 Single-phase vs. three-phase testing

Except as specified in 7.103.5.2, three-phase testing is required for reclosers if all three poles operate from a common mechanism or if the interrupting medium would allow interaction from arcing between the phases during interruption. Conversely, if the three poles operate from independent mechanisms and the interrupting medium does not allow interaction from arcing between the phases during interruption, then single-phase testing is permitted.

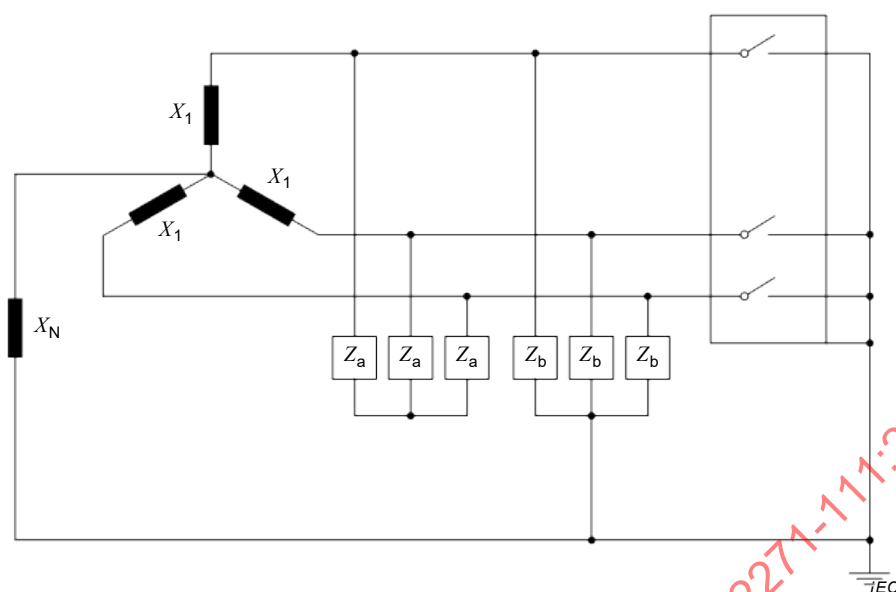
7.103.1.3 Multi-earthed wye system simulation, $k_{pp} = 1,0$

If three-phase tests are made, both the source and load neutrals shall be earthed for 25 % to 30 % of the T20 unit operations specified in column 6 of Table 11, Table H.3, and Table H.4. This test is required for all three-phase reclosers simulating application on multi-earthed wye (Y) systems. For the balance of the tests, either the load neutral or the supply shall be earthed, but not both.

If single-phase tests are made, an earth shall be placed on the test circuit.

7.103.1.4 Test circuit for rated $k_{pp} = 1,5$

The test circuit shall be as shown in Figure 3 where X_N is open or much larger than X_1 for a first-pole-to-clear factor, $k_{pp} = 1,5$. The TRV impedances may be configured into a single series-parallel network.



Key

X_N is the source neutral impedance

X_1 is the positive sequence short-circuit reactance

Z_a is the phase-to-phase impedance of TRV circuit

Z_b is the phase-to-ground impedance of TRV circuit

X_N much larger than X_1 for first-pole-to-clear factor of 1,5

$X_N = 0,75 X_1$ for first-pole-to-clear factor of 1,3

For $Z_0/Z_1 = 2$, $Z_a = Z_b = 2Z_1$

where Z_0 zero sequence component of short-circuit impedance on supply side.

Figure 3 – Three-phase short-circuit representation

7.103.1.5 Test current

For three-phase tests, the current is the average r.m.s. value of the currents interrupted in all poles. The three individual pole currents shall not vary more than 10 % of the average value. The current shall be calculated in accordance with Annex I.

7.103.1.6 Power-frequency test voltage

The power-frequency test voltage shall be calculated in accordance with Annex I.

At the beginning of each test sequence, the test voltage in the case of three-phase tests on three-phase reclosers or on single-phase reclosers shall be equal to or greater than the rated maximum voltage of the recloser. Refer to Annex E for tolerances on test quantities.

7.103.2 Interrupting performance

Reclosers when tested according to 7.1.101 and as follows shall be capable of interrupting, automatically, all currents from a value equal to the lowest minimum trip setting up to and including the rated short-circuit breaking currents specified in 5.102.

- At any degree of asymmetry corresponding to the X/R values given in columns 5, 7 and 9 of Table 11, Table H.3 and Table H.4. All X/R values are minimum values for the test. For currents other than tabulated, the minimum X/R values shall be determined by interpolation or extrapolation.

Due to limitations of some laboratories, higher X/R values may be required, especially at the higher interrupting ratings. If higher X/R values are used, the manufacturer may adjust the opening delay time to get the contact separation under the same conditions as under the specified minimum X/R .

- b) At a test voltage such that the power-frequency recovery voltage for both single and three-phase reclosers is at least:
 - 1) 100 % of the rated maximum voltage for the first interruption in a sequence, and
 - 2) 95 % of the rated maximum voltage for the succeeding interruptions in the sequence.
- c) With inherent TRV values as shown in relevant table of Tables 13 through 19 except for three-phase tests for $k_{pp} = 1,0$ where both the source and load are earthed, in which case the inherent TRV peak shall be 0,667 times the values listed in the appropriate table (see 7.103.1.3). (See Note 3.)
- d) At the minimum control voltage for which a shunt-trip recloser is designed, except that this provision does not apply to electronic controls with self-contained DC power sources.
- e) With either terminal connected to the line conductor unless the line and load terminals are identified on the device such as a potential closing coil device. In this case the source side shall be connected to the source voltage.

Test reports shall record the actual inherent TRV values of the test circuit along with the voltage and current values of each individual test operation. (See Note 2.)

If the testing laboratory is unable to meet the specified values of t_3 at the T20 and T50 current levels given in Table 13, Table 14, Table 15, Table 16, and Table 19, it is permissible to use a higher value for t_3 , as long as it is less than the value specified for the T100 current level and provided that the TRV voltage peak meets the peak voltage requirement u_c . The test laboratory shall make reasonable efforts to reduce as much as possible, the t_3 time value. (See Note 1.) The actual inherent TRV values used for the test shall be stated in the test report.

NOTE 1 An example of means to reduce the t_3 value is to place the current limiting reactors as close to the test object as possible.

NOTE 2 During a short-circuit test, the recloser characteristics such as arc voltage, post-arc conductivity and presence of switching resistors (if any) will affect the transient recovery voltage. Thus, the test transient recovery voltage during an actual test may differ from the inherent TRV obtained in a TRV calibration test.

NOTE 3 The factor 0,667 is derived as follows: $1/k_{pp} = 1/1,5 = 0,667$.

7.103.3 Verification of short-circuit breaking current

The standard operating duty test as specified in 7.103.4 is required for all reclosers to qualify for $k_{pp} = 1,5$.

If the recloser is to be rated for $k_{pp} = 1,3$, it shall also be tested according to one of the three test methods in 7.103.5. Qualification for $k_{pp} = 1,3$ (use on effectively earthed neutral systems) is an optional capability of this document.

Single-phase reclosers that have completed the standard operating duty test at the required rated voltage U_r are automatically qualified for both non-effectively earthed and effectively earthed neutral systems.

NOTE The first-pole-to-clear factor is represented by the parameter k_{pp} .

7.103.4 Standard operating duty test with rated $k_{pp} = 1,5$; automatic operation

7.103.4.1 General requirements

The standard operating duty test demonstrates the rated short-circuit current breaking capability using $k_{pp} = 1,5$ (non-effectively earthed neutral systems). The following requirements shall be met for the successful completion of the standard operating duty test:

- a) The requirements of 7.103.2 are fulfilled.
- b) At least two interruptions are performed with the initial current loop having maximum asymmetry as determined by the appropriate multiplying factor for the X/R value in column 9 of Table 11, Table H.3 and Table H.4. Refer to Annex A.

If two such interruptions are not obtained in the operating duty tests, additional tests as specified in 7.103.2 shall be made but not necessarily on the same recloser. If another test object is used to fulfil this requirement, the two interruptions shall be made on the second recloser.
- c) Within the operations required in column 10 (90 % to 100 % current level) of Table 11, Table H.3 and Table H.4, at least one fast opening followed by one time-delayed opening shall have the symmetrical component of the current at not less than rated short-circuit breaking current.

NOTE 1 The intention of condition b) above is to require at least two interruptions with the maximum peak current.

NOTE 2 Condition c) above recognizes that in a four operation sequence, the supply current may decay, for example due to the slowing of a test generator. The requirement is that in at least one test sequence, two of the operations provide rated short-circuit breaking current, the remaining operations in the sequence may have current levels as low as 90 % of the short-circuit breaking current.

7.103.4.2 Test conditions

The standard operating duty test shall consist of the total number of unit operations as given in column 11 of Table 11, Table H.3 and Table H.4 and as apportioned in columns 6, 8 and 10 of Table 11, Table H.3 and Table H.4 without maintenance during the test.

NOTE Refer to Annex G for the basis of derivation of duty factors and standard operating duties.

The recloser shall be adjusted to give the maximum permissible number of unit operations, including at least one fast and one time-delayed opening, before the lockout operation occurs. If the reclosing intervals are adjustable, these shall be set for the minimum reclosing intervals given in the manufacturer's operating instructions, or if they are not available to the lowest value for which the recloser is designed. The X/R ratio of the test circuit shall not be less severe than that given in columns 5, 7, or 9 of Table 11, Table H.3 and Table H.4.

The test circuit shall be capable of providing inherent TRV values as shown in the tables of 7.103.6. These TRV values are based on the inherent characteristics of the test circuit, unmodified by the recloser interrupter. For the T100 tests, the inherent TRV values shall not be less severe than those described in the tables. The power-frequency recovery voltage shall be held for 1 s after final interruption.

TRV values as shown in the tables of 7.103.6 for the T20, T50 and T100 test duties apply for all values of test current within the ranges given in Table 11. For example, the TRV values for the T100 test duty apply for all test currents between 90 % and 100 % of the interrupting rating.

7.103.4.3 Test procedure

Power shall be applied to the recloser when in the closed position and then the recloser shall open and reclose until the lockout position is reached. This series of operations shall be repeated a sufficient number of times to obtain the number of unit operations specified in columns 6, 8, and 10 of Table 11, Table H.3 and Table H.4.

Power initiation for at least 25 % of all opening operations in each series of operations to lockout shall be timed to produce maximum peak current value in the first loop of current with random timing permissible on subsequent closings of each series.

The maximum peak current value in the first loop shall be considered obtained in a circuit with the specified short-circuit power factor or X/R ratio if power is initiated at voltage zero with an allowable deviation of ± 10 electrical degrees.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62271-111:2019

Table 11 – Performance characteristics – Standard operating duty

				Standard operating duty ^{a,b}						
				T20		T50		T100		
				Percentage of interrupting rating						
				20 ^{c,d}		55 ^d		100 ^d		
				X/R	Number of unit operations	X/R	Number of unit operations	X/R	Number of unit operations	Total number of unit operations
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7	Col. 8	Col. 9	Col. 10	Col. 11
1	–	Cutout mounted recloser	All	2	32	4	24	8	12	68
2	–	Reclosers	≤ 2,0	2	52	5	68	10	18	138
3	–	Reclosers	> 2,0 and < 8,0	3	48	7	60	14	16	124
4	–	Reclosers	≥ 8,0	4	44	8	56	f	16	116
^a These are performance characteristics specified as test requirements in this document.										
^b The standard operating duty for lines 2, 3 and 4 represents the expected half-life of the interrupter. Refer to the manufacturer for method(s) used to verify full contact life. See Annex F and Annex G.										
^c For simulation of multi-earthed wye circuits, 25 % to 30 % of the operations in column 6 are to be performed with both load and source earthed and a k_{pp} of 1,0. See 7.103.1.3.										
^d Refer to Annex E for test tolerances.										
^e Column 2 is not used in this table; it is included to provide consistency with Table H.3 and Table H.4.										
^f Ref. Line 4, Col. 9: X/R = 14 for 50 Hz and 17 for 60 Hz for a standard time constant of 45 ms. A DC time constant up to 120 ms may occur in some applications. These applications are outside the scope of this document and shall be discussed with the manufacturer. Additional information on this subject can be found in IEC 62271-306 [13].										

7.103.5 Tests for rated $k_{pp} = 1,3$ (effectively earthed neutral systems)

7.103.5.1 General

If a three-phase recloser is to be rated for $k_{pp} = 1,3$ (application on effectively earthed neutral systems), it shall be tested as specified in 7.103.5. This is an optional rating.

Three test methods are described to demonstrate performance on effectively earthed neutral systems. Any one of these methods may be used, each is considered equally valid.

- a) Method 1: The three-phase T100 test performed as part of the standard operating duty test in 7.103.4 is divided into two parts. The first part with $k_{pp} = 1,5$ and the second part with $k_{pp} = 1,3$. Each part shall have a minimum of three asymmetrical and three symmetrical fault interruptions. TRV shall be according to Table 19.
- b) Method 2: If the complete standard operating duty test in 7.103.4 is completed with $k_{pp} = 1,5$, a second three-phase test is performed according to 7.103.4 except as follows:
 - A different test object may be used.
 - The first-pole-to-clear factor k_{pp} is set to 1,3.
 - The recloser shall be adjusted to give the maximum permissible number of unit operations, including at least one fast and one time-delayed opening, before the lockout operation occurs. If the reclosing intervals are adjustable, these shall be set for the minimum reclosing intervals given in the manufacturer's operating instructions, or if they are not available to the lowest value for which the recloser is designed.
 - A minimum of three asymmetrical and three symmetrical fault interruptions with rated short-circuit breaking current are performed. See 7.103.4.3 for requirements of the asymmetrical current. Symmetrical fault current shall have a DC component of less than or equal to 20 %.
 - TRV shall be according to Table 19.
- c) Method 3: Single-phase tests are performed in accordance with 7.103.5.2 where both symmetrical and asymmetrical tests are required. This test method is not permitted on metal enclosed reclosers with three phases in one enclosure where direct gas dynamic interaction between phases is involved.

NOTE Single-phase tests performed as an alternative to three-phase tests result in more severe interrupting conditions than three-phase tests and are recommended only when the test lab is unable to perform three-phase tests with a k_{pp} of 1,3.

7.103.5.2 Single-phase tests as an alternative to three-phase tests, $k_{pp} = 1,3$

The single-phase tests shall be performed with the recloser adjusted to give the maximum permissible number of unit operations, including at least one fast and one time-delayed opening, before the lockout operation occurs. If the reclosing intervals are adjustable, these shall be set for the minimum reclosing intervals for which the recloser is designed but not faster than the recommendations given in the manufacturer's operating instructions.

Two full operating sequences are required in which a minimum of two symmetrical fault operations and two asymmetrical fault operations are required. If the required two symmetrical fault current operations and two asymmetrical fault current operations are not achieved in the two test sequences with the maximum permissible number of unit operations, then additional tests shall be performed as required. These additional tests may be open only tests.

Test voltage shall be: $1,26 \times \frac{U_r}{\sqrt{3}}$, where 1,26 is the second-phase-to-clear factor for a k_{pp} of 1,3.

See 7.103.4.3 for requirements of the asymmetrical current. Symmetrical fault current shall have a DC component of less than or equal to 20 %.

7.103.6 Transient recovery voltage (TRV) related to rated short-circuit breaking current

7.103.6.1 General

The transient recovery voltage (TRV) related to the rated short-circuit breaking current is the reference voltage that constitutes the limit of the inherent transient recovery voltage of circuits that the recloser shall be capable of withstanding under fault conditions.

The values given in Table 13, Table 14, Table 15, Table 16, Table 17, Table 18, and Table 19 are prospective transient recovery voltage values for the test circuits. They apply to reclosers for general distribution in three-phase systems having service frequencies of 50 Hz or 60 Hz and consisting of transformers, overhead lines and short lengths of cable or in cable connected circuits as outlined in Table 12.

NOTE For additional information on transformer-influenced TRV, refer to IEEE Std C37.06.1 [15] or IEC 62271-100.

7.103.6.2 Representation of TRV waves

The waveform of transient recovery voltages varies according to the arrangement of actual circuits. In systems where reclosers are applied with a rated voltage up to 38 kV, the transient recovery voltage approximates to a damped single frequency oscillation. This waveform is adequately represented by an envelope consisting of two line segments defined by means of two parameters, a voltage parameter and a time parameter. This envelope is the straight-line boundary of a TRV with the 1-cosine wave shape produced by typical distribution circuits. Methods of drawing TRV envelopes are given in Annex C.

The influence of local capacitance on the source side of the switching device produces a slower rate of rise of the voltage during the first few microseconds of the TRV. This is taken into account by introducing a time delay.

7.103.6.3 Representation of TRV

The following parameters are used for the representation of TRV:

- a) Two-parameter reference line (see Figure 4):

u_c is the reference voltage (TRV peak value), in kV;

t_3 is the time to reach u_c , in μ s.

TRV parameters are defined as a function of the rated voltage (U_r), the first-pole-to-clear factor (k_{pp}) and the amplitude factor (k_{af}) as follows:

$$u_c = k_{pp} \times k_{af} \times U_r \times \sqrt{2/3}$$

where

$k_{af} = 1,54$ for terminal faults on overhead line and 1,4 for terminal faults on cable connected systems;

$k_{pp} = 1,0$ for solidly earthed (grounded) neutral systems;

$k_{pp} = 1,3$ for effectively earthed (grounded) neutral systems; and

$k_{pp} = 1,5$ for non-effectively earthed (grounded) neutral systems.

The rate-of-rise of recovery voltage (RRRV) is equal to u_c/t_3 , is specified as a function of the system voltage based on measurements from typical systems.

t_3 is derived from u_c and the specified value of RRRV as $t_3 = u_c/\text{RRRV}$.

b) Delay line of TRV (see Figure 4):

t_d is the time delay, in μs ;

u' is the reference voltage, in kV;

t' is the time to reach u' , in μs .

The delay line starts on the time axis at the rated time delay t_d and runs parallel to the first section of the reference line of rated TRV and terminates at the voltage u' (time coordinate t').

$$t_d = 0,15 \times t_3, u' = u_c/3 \text{ and}$$

t' is derived from u' , u_c/t_3 and t_d according to Figure 4, $t' = t_d + u'/\text{RRRV}$.

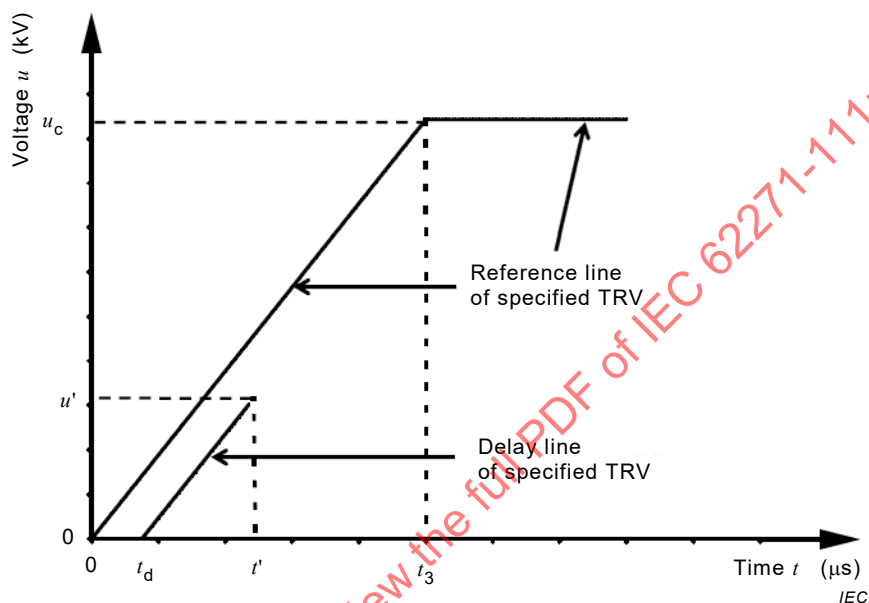


Figure 4 – Representation of the specified TRV as a two-parameter line and a delay line

7.103.6.4 Values of TRV related to the rated short-circuit breaking current

The values of TRV for reclosers make use of the two parameters described in 7.103.6.2 and Annex C. Values are given in Table 13, Table 14, Table 15, Table 16, Table 17, Table 18 and Table 19 for the TRV peak values u_c , the TRV rate-of-rise of recovery voltage (RRRV) and the derived time to reach the TRV peak $t_3 = u_c/\text{RRRV}$.

In order to obtain the values of rate of rise of recovery voltage (RRRV) and u_c for the second and third clearing poles, a multiplier shall be applied to the values of RRRV and u_c of the first clearing pole at the relevant first-pole-to-clear factor. The values of these multipliers are given in Table 20. In these TRV tables, the terms T100, T50 and T20 are defined as the short-circuit test levels of 90 % to 100 %, 45 % to 55 %, and 15 % to 20 % of the rated short-circuit breaking current, respectively.

The transient recovery voltage corresponding to the rated short-circuit breaking current when a terminal fault occurs is used for testing at short-circuit breaking currents equal to the rated value. However, for testing at short-circuit breaking currents less than 100 % of the rated value, the TRV reaches a higher peak value and has a faster RRRV. The other values of transient recovery voltage at short-circuit breaking currents less than 100 % of the rated value are also specified in TRV tables.

Table 12 – Listing of tables of TRV values

Table	1 or 3 poles	Application ^a	Interrupting current
Table 13	3	Overhead line	> 4 000 A
Table 14	1	Connected circuits	> 4 000 A
Table 15	3	Cable connected circuits	> 4 000 A
Table 16	1		> 4 000 A
Table 17	3	Overhead line and Cable connected circuits	≤ 4 000 A
Table 18	1	Overhead line and Cable connected circuits	≤ 4 000 A
Table 19	3	Effectively earthed neutral systems, $k_{pp} = 1,3$, on both overhead line and cable connected circuits	All
^a In the circuit breaker standards, circuit breakers intended to be used in cable connected circuits are referred to as class S1, while those intended to be used in overhead line connected circuits are referred to as class S2.			

Table 13 – Standard values of prospective transient recovery voltage for three-phase reclosers with rated short-circuit breaking currents > 4 000 A in overhead line connected circuits, $k_{pp} = 1,5$ – Representation by two parameters

Rated voltage	Test duty	Amplitude factor	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate of rise
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,54	22,6	29	4	7,5	14	0,77
12	T50	1,68	24,7	17	3	8,2	8	1,45
12	T20	1,77	26,0	12	2	8,7	6	2,21
15,5	T100	1,54	29,2	31	5	9,7	15	0,94
15,5	T50	1,68	31,9	18	3	10,6	9	1,76
15,5	T20	1,77	33,6	12	2	11,2	6	2,70
17,5	T100	1,54	33,0	34	5	11,0	16	0,97
17,5	T50	1,68	36,0	20	3	12,0	10	1,82
17,5	T20	1,77	38,0	14	2	12,7	7	2,78
24	T100	1,54	45,3	43	6	15,1	21	1,05
24	T50	1,68	49,3	25	4	16,4	12	1,97
24	T20	1,77	52,1	17	3	17,4	8	3,01
27	T100	1,54	50,9	47	7	17,0	23	1,08
27	T50	1,68	55,5	27	4	18,5	13	2,03
27	T20	1,77	58,6	19	3	19,5	9	3,10
36	T100	1,54	67,9	57	9	22,6	28	1,19
36	T50	1,68	74,0	33	5	24,7	16	2,24
36	T20	1,77	78,1	23	3	26,0	11	3,42
38	T100	1,54	71,7	59	9	23,9	29	1,22
38	T50	1,68	78,1	34	5	26,0	17	2,29
38	T20	1,77	82,4	24	4	27,5	11	3,50
Specified values in the table				Calculated values in the table				
U_r = Rated voltage				u_c = TRV peak value				
k_{pp} = First-pole-to-clear factor				u_c = $k_{pp} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp} = 1,5$				u_c = $0,8165 \times k_{pp} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Amplitude factor				t_3 = Time to u_c				
$k_{af}(T100)$ = Specified = 1,54				t_3 = $u_c/RRRV$				
$k_{af}(T50)$ = $k_{af}(T100) \times 1,09 = 1,68$				t_d = Time delay for the delay line				
$k_{af}(T20)$ = $k_{af}(T100) \times 1,15 = 1,77$				t_d = $0,15 \times t_3$				
RRRV = Rate-of-rise of recovery voltage				u' = Voltage point for the delay line				
RRRV (T100) = Specified				u' = $u_c/3$				
RRRV (T50) = RRRV (T100) $\times$ 1,88				t' = Time to u'				
RRRV (T20) = RRRV (T100) $\times$ 2,87				t' = $t_d + u'/RRRV$				

**Table 14 – Standard values of prospective transient recovery voltage
for single-phase reclosers with short-circuit breaking currents > 4 000 A
in overhead line connected circuit – Representation by two parameters**

Rated voltage	Test duty	Amplitude factor	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate of rise
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,54	26,1	34	5	8,7	16	0,77
12	T50	1,68	28,5	20	3	9,5	10	1,45
12	T20	1,77	30,1	14	2	10,0	7	2,21
15,5	T100	1,54	33,8	31	6	11,3	18	0,94
15,5	T50	1,68	36,8	18	3	12,3	10	1,76
15,5	T20	1,77	38,8	12	2	12,9	7	2,70
17,5	T100	1,54	38,1	39	6	12,7	19	0,97
17,5	T50	1,68	41,5	23	3	13,8	11	1,82
17,5	T20	1,77	43,8	16	2	14,6	8	2,78
24	T100	1,54	52,3	50	7	17,4	24	1,05
24	T50	1,68	57,0	29	4	19,0	14	1,97
24	T20	1,77	60,1	20	3	20,0	10	3,01
27	T100	1,54	58,8	54	8	19,6	26	1,08
27	T50	1,68	64,1	32	5	21,4	15	2,03
27	T20	1,77	67,6	22	3	22,5	11	3,10
36	T100	1,54	78,4	66	10	26,1	32	1,19
36	T50	1,68	85,5	38	6	28,5	18	2,24
36	T20	1,77	90,2	26	4	30,1	13	3,42
38	T100	1,54	82,8	68	10	27,6	33	1,22
38	T50	1,68	90,2	40	6	30,1	19	2,29
38	T20	1,77	95,2	27	4	31,7	13	3,50
Specified values in the table				Calculated values in the table				
U_r = Rated voltage				u_c = TRV peak value				
$k_{pp'}$ = Second-pole-to-clear factor (see F.5.2a)				$u_c = k_{pp'} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp'} = 1,732$				$u_c = 0,8165 \times k_{pp'} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Amplitude factor				t_3 = Time to u_c				
$k_{af}(T100)$ = Specified = 1,54				$t_3 = u_c / \text{RRRV}$				
$k_{af}(T50)$ = $k_{af}(T100) \times 1,09$ = 1,68				t_d = Time delay for the delay line				
$k_{af}(T20)$ = $k_{af}(T100) \times 1,15$ = 1,77				$t_d = 0,15 \times t_3$				
RRRV = Rate-of-rise of recovery voltage				u' = Voltage point for the delay line				
RRRV (T100) = Specified				$u' = u_c / 3$				
RRRV (T50) = RRRV (T100) $\times$ 1,88				t' = Time to u'				
RRRV (T20) = RRRV (T100) $\times$ 2,87				$t' = t_d + u' / \text{RRRV}$				

**Table 15 – Standard values of prospective transient recovery voltage
for three-phase reclosers with short-circuit breaking currents > 4 000 A
in cable connected systems, $k_{pp} = 1,5$ – Representation by two parameters**

Rated voltage	Test duty	Amplitude factor	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate of rise
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,40	20,6	61	9	6,9	29	0,34
12	T50	1,53	22,5	20	3	7,5	10	1,14
12	T20	1,61	23,7	13	2	7,9	6	1,81
15,5	T100	1,40	26,6	68	10	8,9	33	0,39
15,5	T50	1,53	29,0	22	3	9,7	11	1,30
15,5	T20	1,61	30,6	15	2	10,2	7	2,07
17,5	T100	1,40	30,0	71	11	10,0	35	0,42
17,5	T50	1,53	32,8	23	4	10,9	11	1,40
17,5	T20	1,61	34,5	15	2	11,5	7	2,23
24	T100	1,40	41,2	88	13	13,7	42	0,47
24	T50	1,53	45,0	29	4	15,0	14	1,57
24	T20	1,61	47,3	19	3	15,8	9	2,50
27	T100	1,40	46,3	91	14	15,4	46	0,51
27	T50	1,53	50,6	30	5	16,9	15	1,70
27	T20	1,61	53,2	20	3	17,7	10	2,71
36	T100	1,40	61,7	109	16	20,6	52	0,57
36	T50	1,53	67,5	35	5	22,5	17	1,90
36	T20	1,61	71,0	23	4	23,7	11	3,03
38	T100	1,40	65,2	109	16	21,7	52	0,60
38	T50	1,53	71,2	36	5	23,7	17	2,00
38	T20	1,61	74,9	23	4	25,0	11	3,19
Specified values in the table				Calculated values in the table				
U_r = Rated voltage				u_c = TRV peak value				
k_{pp} = First-pole-to-clear factor				$u_c = k_{pp} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp} = 1,5$				$u_c = 0,8165 \times k_{pp} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Amplitude factor				t_3 = Time to u_c				
$k_{af} (T100)$ = Specified = 1,4				$t_3 = u_c / \text{RRRV}$				
$k_{af} (T50)$ = $k_{af} (T100) \times 1,09$ = 1,53				t_d = Time delay for the delay line				
$k_{af} (T20)$ = $k_{af} (T100) \times 1,15$ = 1,61				$t_d = 0,15 \times t_3$				
RRRV = Rate-of-rise of recovery voltage				u' = Voltage point for the delay line				
RRRV (T100) = Specified				$u' = u_c/3$				
RRRV (T50) = RRRV (T100) $\times$ 3,34				t' = Time to u'				
RRRV (T20) = RRRV (T100) $\times$ 5,32				$t' = t_d + u' / \text{RRRV}$				

**Table 16 – Standard values of prospective transient recovery voltage
for single-phase reclosers with short-circuit breaking currents > 4 000 A
in cable connected systems – Representation by two parameters**

Rated voltage	Test duty	Amplitude factor	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate of rise
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,40	23,8	70	10	7,9	34	0,34
12	T50	1,53	26,0	23	3	8,7	11	1,14
12	T20	1,61	27,3	15	2	9,1	7	1,81
15,5	T100	1,40	30,7	79	12	10,2	38	0,39
15,5	T50	1,53	33,5	26	4	11,2	12	1,30
15,5	T20	1,61	35,3	17	3	11,8	8	2,07
17,5	T100	1,40	34,6	82	12	11,5	40	0,42
17,5	T50	1,53	37,9	27	4	12,6	13	1,40
17,5	T20	1,61	39,8	18	3	13,3	9	2,23
24	T100	1,40	47,5	101	15	15,8	49	0,47
24	T50	1,53	51,9	33	5	17,3	16	1,57
24	T20	1,61	54,6	22	3	18,2	11	2,50
27	T100	1,40	53,5	105	16	17,8	53	0,51
27	T50	1,53	58,4	34	5	19,5	17	1,70
27	T20	1,61	61,5	23	4	20,5	11	2,71
36	T100	1,40	71,3	125	19	23,8	60	0,57
36	T50	1,53	77,9	41	6	26,0	20	1,90
36	T20	1,61	82,0	27	4	27,3	13	3,03
38	T100	1,40	75,2	125	19	25,1	61	0,60
38	T50	1,53	82,2	41	6	27,4	20	2,00
38	T20	1,61	86,5	27	4	28,8	13	3,19
Specified values in the table				Calculated values in the table				
U_r = Rated voltage				u_c = TRV peak value				
$k_{pp'}$ = Second-pole-to-clear factor (see G.5.1a)				$u_c = k_{pp'} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp'} = 1,732$				$u_c = 0,8165 \times k_{pp'} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Amplitude factor				t_3 = Time to u_c				
k_{af} (T100) = Specified = 1,4				$t_3 = u_c / \text{RRRV}$				
k_{af} (T50) = k_{af} (T100) $\times$ 1,09 = 1,53				t_d = Time delay for the delay line				
k_{af} (T20) = k_{af} (T100) $\times$ 1,15 = 1,61				$t_d = 0,15 \times t_3$				
RRRV = Rate-of-rise of recovery voltage				u' = Voltage point for the delay line				
RRRV (T100) = Specified				$u' = u_c / 3$				
RRRV (T50) = RRRV (T100) $\times$ 3,34				t' = Time to u'				
RRRV (T20) = RRRV (T100) $\times$ 5,32				$t' = t_d + u' / \text{RRRV}$				

Table 17 – Standard values of prospective transient recovery voltage for three-phase reclosers with short-circuit breaking currents $\leq 4\,000\text{ A}$ in both overhead and cable connected systems, $k_{pp} = 1,5$ – Representation by two parameters

Rated voltage	Test duty	Amplitude factor	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate of rise
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	μs	μs	kV	μs	kV/ μs
12	T100	1,54	22,6	117,6	18	7,5	57	0,19
12	T50	1,54	22,6	117,6	18	7,5	57	0,19
12	T20	1,54	22,6	117,6	18	7,5	57	0,19
15,5	T100	1,54	29,2	132,9	20	9,7	64	0,22
15,5	T50	1,54	29,2	132,9	20	9,7	64	0,22
15,5	T20	1,54	29,2	132,9	20	9,7	64	0,22
17,5	T100	1,54	33,0	140,5	21	11,0	68	0,24
17,5	T50	1,54	33,0	140,5	21	11,0	68	0,24
17,5	T20	1,54	33,0	140,5	21	11,0	68	0,24
24	T100	1,54	45,3	166,1	25	15,1	80	0,27
24	T50	1,54	45,3	166,1	25	15,1	80	0,27
24	T20	1,54	45,3	166,1	25	15,1	80	0,27
27	T100	1,54	50,9	178,7	27	17,0	86	0,29
27	T50	1,54	50,9	178,7	27	17,0	86	0,29
27	T20	1,54	50,9	178,7	27	17,0	86	0,29
36	T100	1,54	67,9	213,9	32	22,6	103	0,32
36	T50	1,54	67,9	213,9	32	22,6	103	0,32
36	T20	1,54	67,9	213,9	32	22,6	103	0,32
38	T100	1,54	71,7	222,2	33	23,9	107	0,32
38	T50	1,54	71,7	222,2	33	23,9	107	0,32
38	T20	1,54	71,7	222,2	33	23,9	107	0,32
Specified values in the table				Calculated values in the table				
U_r = Rated voltage				u_c = TRV peak value				
k_{pp} = First-pole-to-clear factor				$u_c = k_{pp} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp} = 1,5$				$u_c = 0,8165 \times k_{pp} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Amplitude factor				t_3 = Time to u_c				
$k_{af}(\text{T100}) = \text{Specified} = 1,54$				$t_3 = u_c / \text{RRRV}$				
				t_d = Time delay for the delay line				
				$t_d = 0,15 \times t_3$				
RRRV = Rate-of-rise of recovery voltage				u' = Voltage point for the delay line				
RRRV (T100) = Specified				$u' = u_c / 3$				
RRRV (T50) = RRRV (T100)				t' = Time to u'				
RRRV (T20) = RRRV (T100)				$t' = t_d + u' / \text{RRRV}$				

Table 18 – Standard values of prospective transient recovery voltage representation by two parameters for single-phase reclosers with short-circuit breaking currents $\leq 4\,000\text{ A}$ in both overhead and cable connected systems

Rated voltage	Test duty	Amplitude factor	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate of rise
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	μs	μs	kV	μs	kV/ μs
12	T100	1,54	26,1	135,8	20	8,7	66	0,19
12	T50	1,54	26,1	135,8	20	8,7	66	0,19
12	T20	1,54	26,1	135,8	20	8,7	66	0,19
15,5	T100	1,54	33,8	153,4	23	11,3	74	0,22
15,5	T50	1,54	33,8	153,4	23	11,3	74	0,22
15,5	T20	1,54	33,8	153,4	23	11,3	74	0,22
17,5	T100	1,54	38,1	162,2	24	12,7	78	0,24
17,5	T50	1,54	38,1	162,2	24	12,7	78	0,24
17,5	T20	1,54	38,1	162,2	24	12,7	78	0,24
24	T100	1,54	52,3	191,8	29	17,4	93	0,27
24	T50	1,54	52,3	191,8	29	17,4	93	0,27
24	T20	1,54	52,3	191,8	29	17,4	93	0,27
27	T100	1,54	58,8	206,3	31	19,6	100	0,29
27	T50	1,54	58,8	206,3	31	19,6	100	0,29
27	T20	1,54	58,8	206,3	31	19,6	100	0,29
36	T100	1,54	78,4	246,9	37	26,1	119	0,32
36	T50	1,54	78,4	246,9	37	26,1	119	0,32
36	T20	1,54	78,4	246,9	37	26,1	119	0,32
38	T100	1,54	82,8	256,6	38	27,6	124	0,32
38	T50	1,54	82,8	256,6	38	27,6	124	0,32
38	T20	1,54	82,8	256,6	38	27,6	124	0,32
Specified values in the table				Calculated values in the table				
U_r = Rated voltage				u_c = TRV peak value				
$k_{pp'}$ = Second-pole-to-clear factor (see G.5.1a)				$u_c = k_{pp'} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp'}$ = 1,732				$u_c = 0,8165 \times k_{pp'} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Amplitude factor				t_3 = Time to u_c				
$k_{af}(\text{T100})$ = Specified = 1,54				$t_3 = u_c / \text{RRRV}$				
				t_d = Time delay for the delay line				
				$t_d = 0,15 \times t_3$				
RRRV = Rate-of-rise of recovery voltage				u' = Voltage point for the delay line				
RRRV (T100) = Specified				$u' = u_c/3$				
RRRV (T50) = RRRV (T100)				t' = Time to u'				
RRRV (T20) = RRRV (T100)				$t' = t_d + u' / \text{RRRV}$				

Table 19 – Standard values of prospective transient recovery voltage representation by two parameters for three-phase reclosers with $k_{pp} = 1,3$

Rated voltage	Connection ^a	Amplitude factor	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate of rise
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	μs	μs	kV	μs	kV/μs
12	Cable	1,4	17,8	52	8	5,9	25	0,34
12	Line	1,54	19,6	25	4	6,5	12	0,77
15,5	Cable	1,4	23,0	59	9	7,7	29	0,39
15,5	Line	1,54	25,3	27	4	8,4	13	0,94
17,5	Cable	1,4	26,0	62	9	8,7	30	0,42
17,5	Line	1,54	28,6	29	4	9,5	14	0,97
24	Cable	1,4	35,7	76	11	11,9	37	0,47
24	Line	1,54	39,2	37	6	13,1	18	1,05
27	Cable	1,4	46,3	91	14	15,4	44	0,51
27	Line	1,54	44,1	41	6	14,7	20	1,08
36	Cable	1,4	53,5	94	14	17,8	45	0,57
36	Line	1,54	58,8	49	7	19,6	24	1,19
38	Cable	1,4	56,5	94	14	18,8	45	0,60
38	Line	1,54	62,1	51	8	20,7	25	1,22

^a "Cable" refers to cable connected reclosers; "Line" refers to overhead line connected reclosers.

Table 20 – Standard multipliers for TRV values for second and third clearing poles

First-pole-to-clear factor k_{pp}	Multipliers			
	2 nd clearing pole		3 rd clearing pole	
	RRRV	u_c	RRRV	u_c
1,3	0,95	0,97	0,70	0,77
1,5	0,70	0,58	0,70	0,58

7.103.7 Criteria to pass the operating duty test

After completion of the test sequence for the operating duty test in 7.103.4, the recloser shall meet the conditions specified in 7.112.

7.104 Low current tests

7.104.1 Applicability

These tests are in addition to the standard operating duty covered by 7.103 and are required for all reclosers to demonstrate the switching capability at low currents. The low current test-duty may be performed on a new or reconditioned recloser.

NOTE The low current tests replace the mainly active load switching test duty that was required under the 2003 and earlier editions IEC 62271-111/IEEE Std C37.60 and the critical current tests specified in the 2007 edition (IEC 62271-111/IEEE C37.60). The low current tests are intended to serve as evidence that the recloser is capable of interrupting current levels throughout its operating current rating which was formerly evidenced by load current tests.

7.104.2 Test current

Tests shall be performed at the T5 and the T10 levels (5 % and 10 %) of the rated short-circuit breaking current rating on both single-phase and three-phase reclosers. Three-phase tests shall be made on three-phase reclosers.

7.104.3 Test circuit

The T20 test circuit of the standard operating test duty shall be used with appropriate adjustments to the source impedance to adjust current level. The power frequency recovery voltage shall be maintained for at least 0,3 s after final interruption. The transient recovery voltage shall be at the highest level that can be achieved by the test laboratory but shall not exceed the values specified in the tables of 7.103.6 for the T20 test circuit.

7.104.4 Low current test-duty

The low current test-duty shall consist of four open operations at each current level in 7.104.2. The tests may be performed in any combination of O (open) and C (close) operations as is convenient for the laboratory, e.g. O, CO, O – t – CO.

7.104.5 Criteria to pass the low current tests

The criteria to pass the low current tests shall be the same as in 7.103.7.

7.105 Minimum tripping current tests

7.105.1 General

Reclosers shall meet the rated minimum tripping current within the specified limits of the greater of ± 10 % or ± 3 A when tested as specified in 7.1 and as follows:

7.105.2 Test circuit

The recloser shall be connected to a low-voltage power source of alternating current with a means for raising the current through the recloser.

7.105.3 Test procedures

With the recloser set for an instantaneous trip, quickly inject a current through the recloser that will cause a value of approximately 80 % of the anticipated minimum tripping current to flow. Then raise the current slowly at a rate requiring at least 10 s to reach the nominal minimum tripping current. Continue increasing the current at the same rate until the recloser operates, as indicated by the cessation of current. The maximum current reached is the minimum trip current.

7.106 Partial discharge (corona) tests

7.106.1 General

Partial discharge tests shall be performed on all reclosers that use a non-restoring dielectric as the primary insulation, (e.g. solid dielectric). These tests shall be performed in accordance with IEEE Std C37.301 or IEC 60270. The minimum detection sensitivity for which these tests are conducted shall be 10 pC.

7.106.2 Test voltages and limits

The test voltage shall be as specified in 7.106.3. Reclosers having two or more voltage ratings shall be tested on the basis of the highest voltage rating given on the nameplate.

Partial discharge limits are not defined for the general case. Partial discharge limits for the equipment under test shall be declared by the manufacturer and serve as the guaranteed limit for the routine tests of all units of a similar design. The actual test values of the type test shall be equal to or less than the manufacturer's declared values.

NOTE There is general agreement that partial discharge testing should be performed on all reclosers where the primary insulating system may be subject to deterioration due to partial discharge. At a minimum, the data will help to monitor process consistency by the producer and serviceability for the user. Three reasons have been given for not setting partial discharge test limits at this time: first, there is not a sufficient body of evidence to establish a cause-effect relationship between partial discharge and performance in distribution switchgear; second, there is not an agreement as to what the limits should be; and third, appropriate values will depend on the materials, design and complexity of the equipment. Partial discharge limits at the test voltage specified in 7.106.2 have been suggested in the 10 pC to 20 pC range for a phase or module tested alone. At the upper end, a partial discharge limit of 100 pC has been recommended for a complete three-phase assembly. The 100 pC value is consistent with the Canadian Standard CAN/CSA C22.2 No. 31 [16].

7.106.3 Conditioning of test object

The surface of insulators should be clean and dry. The test object should also be at ambient temperature. Mechanical, thermal, or electrical stressing before the test should be avoided.

7.106.4 Test equipment and procedure

The equipment and general method used in making partial discharge measurement tests shall be in accordance with IEEE Std C37.301 or IEC 60270.

Tests shall be made with the recloser or test module in the closed and open positions. All surfaces that are normally earthed shall be earthed and all surfaces isolated that are normally isolated. The general test procedure shall be as follows where:

$$\begin{aligned}\text{Pre-stress voltage} &= U_{\text{pre-stress}} = 1,3 \times 1,5 \times \frac{U_r}{\sqrt{3}} \\ &= 1,95 \text{ times the rated phase-to-earth voltage}\end{aligned}$$

$$\text{Measuring voltage} = U_{\text{pd}} = 1,1 \text{ times the rated phase-to-earth voltage}$$

The partial discharge inception voltage U_i is the lowest applied voltage at which the magnitude of a partial discharge (PD) pulse quantity becomes equal to or exceeds 10 pC unless otherwise defined by the manufacturer specific to his equipment.

The partial discharge extinction voltage (U_e) is the highest applied voltage at which the magnitude of a chosen PD pulse quantity becomes equal to, or less than, 10 pC unless otherwise defined by the manufacturer specific to his equipment.

- Starting at a voltage level less than 60 % of $U_{\text{pre-stress}}$, raise the voltage to $U_{\text{pre-stress}}$; note and record the partial discharge inception voltage (U_i).
- Maintain the voltage at the pre-stress voltage level for 60 s.
- Lower the voltage to the measuring voltage (U_{pd}). Maintain this voltage for 60 s and then note the partial discharge level at the end of this period.

Note and record the partial discharge extinction voltage (U_e). The partial discharge extinction voltage may occur at a voltage level above or below the measuring voltage. In any case, the partial discharge extinction voltage level should be noted and recorded.

NOTE An open gap in a vacuum interrupter may have field emission from rough spots on the cathode contact during partial discharge tests. This emission is not likely to distort the test results at the voltage level specified above. However, even at this voltage, and especially at higher voltage levels, field emission currents may lead to erroneous conclusions about the presence of partial discharge in solid insulation parallel to the vacuum gap. Since field emission is only observed on a cathode, the observation of asymmetrical results with respect to voltage polarity is then an indication of the presence of field emission in a vacuum gap instead of a partial discharge in the parallel solid insulation.

7.106.5 Partial discharge test report

The type (design) test report shall include the actual partial discharge levels as tested and the manufacturer's maximum allowable levels for the equipment under test.

7.107 Surge current test; series-trip reclosers

7.107.1 General

Series-trip reclosers shall be capable of withstanding two current surges of 65 kA peak having a 4×10 (± 10 %) μ s waveshape.

NOTE The 4×10 μ s waveshape is adopted from the high current short duration test in IEEE Std C62.11 [17].

7.107.2 Test conditions

If a coil bypass device is required, it shall be mounted in the recloser in the same manner as furnished for normal service. The leads from the high-current impulse generator shall be connected to the terminals of the recloser.

7.107.3 Test procedure

Two current surges of the specified current value shall be applied to each phase. Following this test the recloser shall be tested at the minimum tripping current so as to cause it to go through one automatic sequence to lockout.

7.107.4 Condition after test

At the end of the test the recloser, and the coil bypass device if used, shall be in the following condition:

- a) Mechanical: Substantially in the same mechanical condition as at the beginning except for minor arc scars on any gap electrodes of the coil bypass device. There shall be no indication of external flashover of the coil bypass device, from the terminals of the coil bypass device to any other parts of the recloser or of the series coil of the recloser.
- b) Electrical: The recloser in the open position and with the coil bypass device, if used, connected in its normal operating position shall be capable of withstanding rated maximum voltage and when in the closed position, of functioning correctly on overcurrent to go through a typical sequence to lockout.

7.108 Time-current tests

7.108.1 General test conditions

The purpose of this type test series is to verify the clearing time capability of the entire recloser system (recloser switch unit, control, and any interconnecting means) for time-current curve operation, based upon the phase current applied to recloser. It is not required that every available time-current curve be verified.

The time-current test conditions shall be as specified in 7.1 and as follows, except that the mounting and earthing (grounding) requirements are not obligatory. The temperature of the oil in reclosers with hydraulic timers shall be $25\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ at the start of the test.

7.108.2 Test procedure

7.108.2.1 General

Time-current tests shall be conducted as follows:

One (1) fast time-current curve and one (1) time delay time-current curve shall be tested. These curves shall operate on phase current and shall not be definite-time delay (i.e. they shall have some inverse-time delay). Each time-current curve shall be tested at a minimum of six current test levels that are distributed in a logical fashion that supports verification of the time-current curve over the full current range.

A minimum of three timing tests shall be conducted at each of the six current levels resulting in a minimum of 18 tests for a given time-current curve. Each phase of the recloser shall be the active phase in a minimum of two of the 18 tests.

The low-current test level shall be between 100 % and 115 % of the rated minimum tripping current. See 7.105.3.

NOTE Adjusting the low-current test level up to 115 % of the minimum tripping current will avoid unduly long timing due to the steepness of the time-current curve.

For the high-current test level, one of the following values shall be selected.

- a) The rated short-circuit breaking current value of the recloser.
- b) The highest symmetrical current value that the control can resolve (this is only a selection option if it is less than the rated short-circuit breaking current value of the recloser).

Data for each of the 18 tests for a given time-current curve shall be recorded including the test current, clearing time and the phase tested.

7.108.2.2 Clearing time-current data

Clearing time-current data shall be determined by either method A or B or by a combination of both methods. See Figure 1.

- Method A – Adding arcing time to the contact parting time obtained in 7.108.2.3. Arcing time may be obtained from oscillograms taken from interrupting or operating duty tests.
- Method B – Measuring the total clearing time from oscillograms of interrupting tests taken at rated maximum voltage of the recloser being tested with the tests defined in 7.108.2.1.

7.108.2.3 Contact parting time-current tests

Subclause 7.108.2.3 is required only if method A in 7.108.2.2 is selected as the means for acquiring clearing time-current data.

Contact parting time-current tests shall be made at any voltage up to the rated maximum voltage of the recloser being tested with the tests defined in 7.108.2.1.

7.108.3 Clearing time-current curve test results

The following information shall be provided and recorded for clearing time-current curve tests:

- a) the reference clearing time (provided by the manufacturer before testing commences) for each tested fast and time delay time-current curve. This data may be presented graphically (e.g., log-log scale), analytically (e.g., an equation), or in tabular format;
- b) the voltage at which the tests are made when recorded on the basis of method B in 7.108.2.2;

- c) the type and rating of recloser for which curve data apply;
- d) all time results for all current tests for fast and time delay clearing time-current curves for all reclosers. Permissible tolerance from reference clearing time shall be $\pm 10\%$ plus ± 30 ms of time or $\pm 10\%$ of current, whichever is greater.

For the sake of traditional presentation, it is recommended that the results for all 18 tests (for a given, tested time-current curve) be plotted on a log-log scale. An average of the results at each current test level can then be plotted on the same log-log scale. A smooth resultant clearing time-current curve can be drawn through these average time values.

7.109 Mechanical duty test

7.109.1 General

Two series of mechanical tests are required:

- Mechanical endurance test at ambient temperature (first series)
- Operational test at low and high temperature (second series)

It is not required that the two series be performed on the same test object; however, both the low and high temperature tests (second series) shall be performed on the same test unit.

7.109.2 Common provisions for each mechanical test series

7.109.2.1 Mechanical characteristics recorded before and after the test

The recloser shall meet the conditions of mechanical duty when tested in accordance with 7.1.101.1, 7.1.101.2, and 7.1.101.3.

The following operating characteristics shall be recorded before and after the test:

- mechanical characteristics for opening and closing operation;
- closing time;
- opening time;
- time spread between poles;
- resistance of the main circuit;
- tightness, if applicable shall be performed according to 7.8;
- gas densities or pressures, if applicable;
- other important characteristics or settings as specified by the manufacturer.

The mechanical characteristics shall be produced during a no-load test made with a single O operation and a single C operation at rated supply voltage of operating device and if applicable, at the rated functional pressure for operation.

The opening time and the closing time recorded in the reference no-load test shall be used as reference closing and reference opening time.

7.109.2.2 Condition during and after tests

During and after the tests, the recloser shall be in such a condition that it is capable of normal operation in both the automatic and manual modes, carrying its rated normal current, making and breaking its rated short-circuit current, and withstanding the voltage values according to its rated insulation level.

In general, these requirements are fulfilled if:

- a) during the tests, the recloser operates on command and does not operate without command;
- b) tightness requirements (if applicable) are verified at low and high temperature limits.
- c) after the tests, the characteristics measured according to 7.109.2.1 are within the tolerances given by the manufacturer;
- d) resistance of the main circuit has not increased by more than 20 %. If the resistance has increased more than this amount, a continuous current test at rated continuous (normal) current with thermocouples placed as practicable shall be conducted to ensure the recloser will not experience thermal runaway (see 7.113);
- e) the recloser is capable of passing a power-frequency withstand test at 80 % of the values shown in column 5 of Table 2 and Table 3;
- f) for devices that have both interrupting and non-interrupting gaps, each gap is tested in its respective open position. Gaps that may be open continuously shall withstand 80 % of the values shown in column 5 of Table 2 and Table 3. Gaps that may be exposed to voltage stresses for short durations significantly less than 1 min shall be capable of withstanding a voltage to be stated by the manufacturer but not less than the rated maximum voltage of the device;
- g) after the tests all accessible parts, including contacts, do not show undue wear;
- h) during and after the tests, any distortion of mechanical parts is not such that it adversely affects the operation of the recloser or prevents the proper fitting of any replacement part.

7.109.3 Mechanical test at ambient temperature

The recloser shall be subjected to a minimum of 2 000 close-open cycles without maintenance. Included in the total number of cycles, a minimum of 200 operations shall be performed using the manual opening mechanism and, when provided, the manual closing mechanism. A minimum of 1 800 cycles shall be performed by automatic operation of the recloser control.

The recloser control shall be adjusted for the maximum permissible number of close-open cycles to lockout as specified in 5.104. The automatic opening shall be initiated by a simulated fault current through one phase of the recloser exercising the normal current sensing and control functions of the recloser. If the reclosing intervals are adjustable, these shall be set for the minimum reclosing intervals given in the manufacturer's operating instructions, or if they are not available to the lowest value for which the recloser is designed.

Resetting the device to the closed position after each operating duty shall be considered part of the test.

The condition of the recloser during and after the test shall be as given in 7.109.2.2.

7.109.4 Mechanical tests at low and high temperature

7.109.4.1 General

The two tests need not be performed in succession, and the order in which they are made is arbitrary.

The recloser control shall be adjusted for the maximum permissible number of close-open operations to lockout as specified in 5.104. The automatic opening shall be initiated by a simulated fault current through one phase of the recloser exercising the normal current sensing and control functions of the recloser to lockout. If the reclosing intervals are adjustable, these shall be set for the minimum reclosing intervals given in the manufacturer's operating instructions, or if they are not available to the lowest value for which the recloser is designed.

7.109.4.2 Low temperature test procedure

The low temperature behaviour of the recloser and its alarms and lockout systems shall be verified.

With the recloser in the closed position, reduce the temperature to the minimum operating temperature assigned by the manufacturer at a rate designated by the manufacturer but not to exceed 20 K/h. Once the recloser has reached minimum operating temperature, it shall be left in the closed position for a period of at least 8 h (soak period).

For the final two hours of the soak period, all AC power sources to the recloser, including its control, shall be disconnected. During this interval, occurrence of the alarm is acceptable but lock-out is not.

NOTE This two-hour period simulates loss of line voltage.

Upon completion of the 8 h soak period, the recloser shall be subjected to a minimum of 20 unit operations with the control settings and operation specified in 7.109.4.1. Any AC power sources to the recloser including its control shall be reconnected immediately prior to the first operation. The recloser shall be considered to have failed the test if it fails to open or to close on the first attempt for any of the operations.

At the conclusion of the 20 unit operations, the recloser shall be placed back into the closed position. The device shall then be manually opened (and manually closed if so equipped) five times. It shall be verified that the recloser operates successfully to the open position and that no damage is sustained to any components of the device. Upon completion of the five manual operations the recloser shall be returned to the closed position.

The condition of the recloser during and after the test shall be as given in 7.109.2.2.

7.109.4.3 High temperature test procedure

With the recloser in the closed position, increase the temperature to +40 °C (unless higher temperature is requested by the manufacturer) at a rate not to exceed 20 K/h. Once the recloser has reached +40 °C, it shall be left in the closed position for a period of at least 8 h (soak period).

Upon completion of the 8 h soak period, the recloser shall be subjected to a minimum of 20 unit operations with the control settings and operation specified in 7.109.4.1.

The condition of the recloser during and after the test shall be as given in 7.109.2.2.

7.110 Ice loading test

7.110.1 General

Ice breaking tests are type tests performed to demonstrate the ability to break the rated ice thickness of outdoor switching equipment.

Three classes of ice coating are specified:

- class 1 (1 mm ice coating);
- class 10 (10 mm ice coating);
- class 20 (20 mm ice coating).

10 mm and 20 mm ice coatings are considered to be representative of severe ice conditions.

A procedure is described for producing clear ice coatings which compare with those encountered in nature so that reproducible tests can be made. For severe ice conditions, a choice is provided between two classes of ice thickness: 10 mm and 20 mm.

7.110.2 Applicability

The tests defined in 7.110 shall be made only if the manufacturer claims suitability of reclosers or cutout mounted reclosers for operation under severe conditions of ice formation, i.e. greater than 1 mm, in which case ice loading tests are required for reclosers and cutout mounted reclosers that have external moving parts not protected from ice formation that, if frozen in ice, would impair the automatic operation of the device.

7.110.3 Ice formations

Ice is produced naturally in two general categories:

- a) Clear ice: Clear ice results from rain falling through air with a temperature between 0 °C and –10 °C;
- b) Rime ice: Rime ice, which is characterized by a white appearance from the air entrapped during ice formation, forms from rain falling through air with a temperature below –10 °C, or from condensation of atmospheric moisture on cold surfaces.

The ice loading test shall be performed with clear ice, which represents the most difficult operating conditions. Since these coatings may form during a period of rain with initial temperatures above freezing, moving parts may be filled with water, which may subsequently freeze.

7.110.4 Test program

7.110.4.1 Test method

A controlled environment test (indoor laboratory test) method shall be used. Three-pole, group-operated test objects shall be tested as complete three-pole assemblies; however, single-pole operated test objects may be tested as complete single pole assemblies.

7.110.4.2 Test object surface condition

External surfaces shall be free from all traces of oil or grease, since even a thin film of oil or grease will prevent ice from adhering directly to the surface and will affect the test results.

7.110.4.3 Test arrangement

The test for the ice breaking rating shall be performed for both making and breaking operations. The test object shall be tested with representative operating mechanism components, as required for a typical installation in the field.

7.110.4.4 Ice thickness measurement

Test bars, (metal rods or tubes) approximately 3 cm in diameter and 1 m in length, shall be mounted at each end of the test object—with their longitudinal axes horizontal—and placed to receive the same general wetting as the test object. The number of test bars shall provide a fair evaluation of the ice thickness over all parts of the test object, and in no case shall less than one test bar per pole be used. Visual inspection of the ice build-up on the test object shall be consistent with the test bar measurements.

The thickness of the ice shall be determined on the top surface of the test bars by measurement of the depth of saw cuts or drilled holes 15 cm (6 in) from each end of the test bar. The average of the ice thickness shall be equal to or greater than the rated ice breaking ability of the test object. No measurement shall be less than 83 % of this rating.

7.110.4.5 Test conditions

The test object shall be completely assembled in a chamber that can be cooled to a temperature of $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. The chamber shall be equipped with sprinklers to provide a fine water spray to the entire assembly with general wetting from above.

The water used in the spray shall be cooled to a temperature between $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $3\text{ }^{\circ}\text{C}$. During a 1 h wetting period, the chamber ambient temperature shall be held between $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ and $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Following the 1 h spray period, the ambient temperature shall be lowered to the range of $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$. The spray shall be continued until the rated ice thickness is measured on the top surface of the test bars.

The ice coating shall then cure with the chamber ambient temperature in the range of $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$ for a minimum of 4 h after spray is discontinued. The test object shall be operated following this curing period.

7.110.4.6 Operation procedure

Test objects shall be operated by automatic control or by a person using a standard operating device. Chopping on opening (jerking back and forth on the manual operating mechanism) is not permitted on test objects because these devices are likely to be in a position to carry significant current when closed, and multiple unsuccessful attempts at opening or closing are likely to result in significant current arcs being drawn in air.

Automatic power-operated test objects shall perform successfully on the first power-operated opening or closing attempt.

7.110.5 Acceptance criteria

The ice test shall be completed when the test object has been operated through four sequences as follows:

- a) from its iced fully-open position to its fully-closed position;
- b) from its iced fully-closed position to its fully-open and locked out position (with proper operation of the interrupter);
- c) from its iced fully-closed position to its fully-open and locked out position demonstrating a single open when the non-reclose function is engaged (with proper operation of the interrupter);
- d) proper motion of the operating levers and indicators when iced as applicable, e.g. the mode selector lever from AUTO to non-reclose position.

The equipment shall sustain no damage that will interfere with normal operation. The order of operating sequences is optional.

The equipment shall be capable of circuit interruption during successful opening of the test object. Following the successful closing of an iced test object, the equipment shall be capable of circuit interruption during a subsequent opening operation. During the test, no damage shall be sustained that would impair the current interruption or dielectric withstand capability. A physical examination of linkages, components, and alignments shall be made to ensure that proper interruption operation and sequencing has been preserved.

Further, following sequences b) and c) above, the device shall successfully go through a power-frequency wet withstand test to verify that the dielectric withstand performance has not been compromised. If there is doubt about the successful performance of the test object, a

temperature-rise test, a short-time withstand current test or a power-frequency withstand voltage test, as applicable, shall be conducted to verify acceptable performance.

7.111 Control electronic elements surge withstand capability (SWC) tests

7.111.1 Oscillatory and fast transient surge tests

Testing shall be in accordance with IEEE Std C37.90.1-2012. Alternatively, testing may be in accordance with IEC 60255-26:2013 for both the slow damped oscillatory wave test and the fast transient test with the modifications given in Table 21. The test report shall state which procedure (IEEE or IEC) is used for these tests.

**Table 21 – Characteristic modifications for testing
in accordance with IEC 60255-26:2013**

Characteristic	Slow damped oscillatory wave test	Fast transient test
Wave form (magnitude) for common mode and differential mode	2,5 kV – Level 3	4 kV – Level 4
Common mode coupling/decoupling network (CDN) – capacitance	0,5 μ F	33 nF
Differential mode coupling/decoupling network (CDN) – capacitance	0,5 μ F	66 nF
Test points – Power supply, current signals, voltage signals, I/O	Common and differential mode tested via CDN	Common and differential mode tested via CDN
Test points – Communication ports	Common mode tested via Figure 13 of IEC 61000-4-18:2006	Common mode tested via capacitive coupling clamp

7.111.2 Simulated surge arrester operation test

7.111.2.1 General

This test simulates a fast lightning induced surge and the resulting voltage changes that appear on the recloser and control elements due to the rate of current change and the impedance of the earth connection.

NOTE Refer to Annex B for background information on the simulated surge arrester operation test.

7.111.2.2 Test set-up

The following test set-up describes a laboratory simulation of a surge arrester operation.

- A rod gap connected from one source bushing terminal to the recloser earth lead shall be used to simulate a surge arrester for conditions a), b) and c) of 7.111.2.3. See Figure 5(a). For condition d) and e) of 7.111.2.3, the rod gap shall be connected from one bushing of the transformer to the transformer earth lead. See Figure 5(b). The gap shall be set to flashover at $(80 \pm 10) \%$ of the rated lightning impulse withstand voltage of the recloser on which the control element is to be applied. The surge voltage shall rise to flashover in $(1,2 \pm 0,5) \mu$ s. The earth lead shall be connected to the normal earth terminal of the recloser under test and may be adjacent to the control cable connection.
- The external surge generator current limiting resistance shall be chosen to provide a surge current following the gap flashover having a peak value of $6\,000\text{ A} \pm 600\text{ A}$. The rate-of-rise shall be $5\text{ kA}/\mu\text{s}$ to $10\text{ kA}/\mu\text{s}$ over the initial $2\,000\text{ A}$ rise.
- The control cable shall be spaced 15 cm from and run parallel to the recloser earth lead. The earth lead shall be #12 AWG or $2,5\text{ mm}^2$ copper wire.

- 1) In the case of a recloser for overhead use, the control cable shall be $6^{+0,5}_0$ m.
- 2) In the case of a recloser for padmounted, vault or submersible use, the control cable shall be the maximum length permitted by the manufacturer up to a maximum of $6^{+0,5}_0$ m.
- 3) The recloser earth lead shall be spaced 15 cm from and run parallel to the recloser control cable for the maximum distance given in 1) and 2) that the set-up will allow.
- 4) The control earth lead shall be a maximum of 1,5 m to the point where it connects to the recloser earth lead and the laboratory earth point.
- d) In the case of a three-phase device, a minimum of one third of the voltage surges of each polarity shall be applied to the bushing closest to the point where the recloser earth lead attaches to the recloser.
- e) When testing under conditions d) and e) of 7.111.2.3, the supply transformer shall be energized to supply the normal control power to the control under test. This may be accomplished by energizing the primary or by back feeding through the secondary. In either case, care should be taken to isolate the transformer from the laboratory (house) power supply. The supply conductors shall be spaced 15 cm from and run parallel to the supply transformer earth lead. The earth lead shall be #12 AWG or 2,5 mm² copper wire. The supply conductor and earth lead shall be $6^{+0,5}_0$ m long.

NOTE 1 The specification of the small gauge 2,5 mm² or #12AWG wire is to induce a higher voltage differential between the recloser and the control during the current surge. It also is more convenient to work within a laboratory than the more realistic earthing wire of 16 mm² or #6 AWG copper or greater. Refer to Annex B for more detail.

NOTE 2 The shorter the control earth lead, the more severe the test will be.

If the control apparatus is intended by the manufacturer to always be integrally mounted to or within the recloser structure, it is considered in compliance with c) 1) and c) 2) above with a zero length control cable.

7.111.2.3 Test procedure

Fifteen positive and fifteen negative surges shall be applied under each of the five conditions listed below with the gap on the source bushing. The gap shall remain connected to the source bushing for conditions a), b) and c). If the test object has a self-contained power source, conditions d) and e) may be omitted.

- a) to the source terminal with the recloser open;
- b) to the source terminal with the recloser closed;
- c) to the load terminal with the recloser closed;
- d) to a properly rated transformer, connected as shown in Figure 5(b) with the recloser open;
- e) to a properly rated transformer, connected as shown in Figure 5(b) with the recloser closed.

NOTE The supply transformer in Figure 5(b) is an external power supply to the recloser control, not part of the recloser itself. An independent generator can be used to backfeed into the transformer in order to isolate the surge from the rest of the laboratory power supply.

7.111.2.4 Condition of control during and after test

The control shall be energized and operational during the test with settings as follows:

- a) value of trip point (pickup setting) not to exceed the rated load current of the device;
- b) reclosers set for the maximum number of operations to lockout;
- c) other settings for normal operation consistent with a) and b) above.

During the application of surges, the control shall neither close the recloser from an open position nor open (trip) the recloser from a closed position. No change of state shall occur or be reported.

NOTE Reporting may include event recording, oscillography, and SCADA (supervisory control and data acquisition).

Following the tests, the recloser and control apparatus shall be capable of performing all normal functions without impairment. The following verifications shall be made following the test if supported by the control apparatus:

- communicate with an external computer;
- open and close the recloser;
- upload event(s) or oscillography captured;
- receive a firmware download;
- receive a program download;
- perform the maximum number of sequence operations for which it is rated at any convenient pickup level.

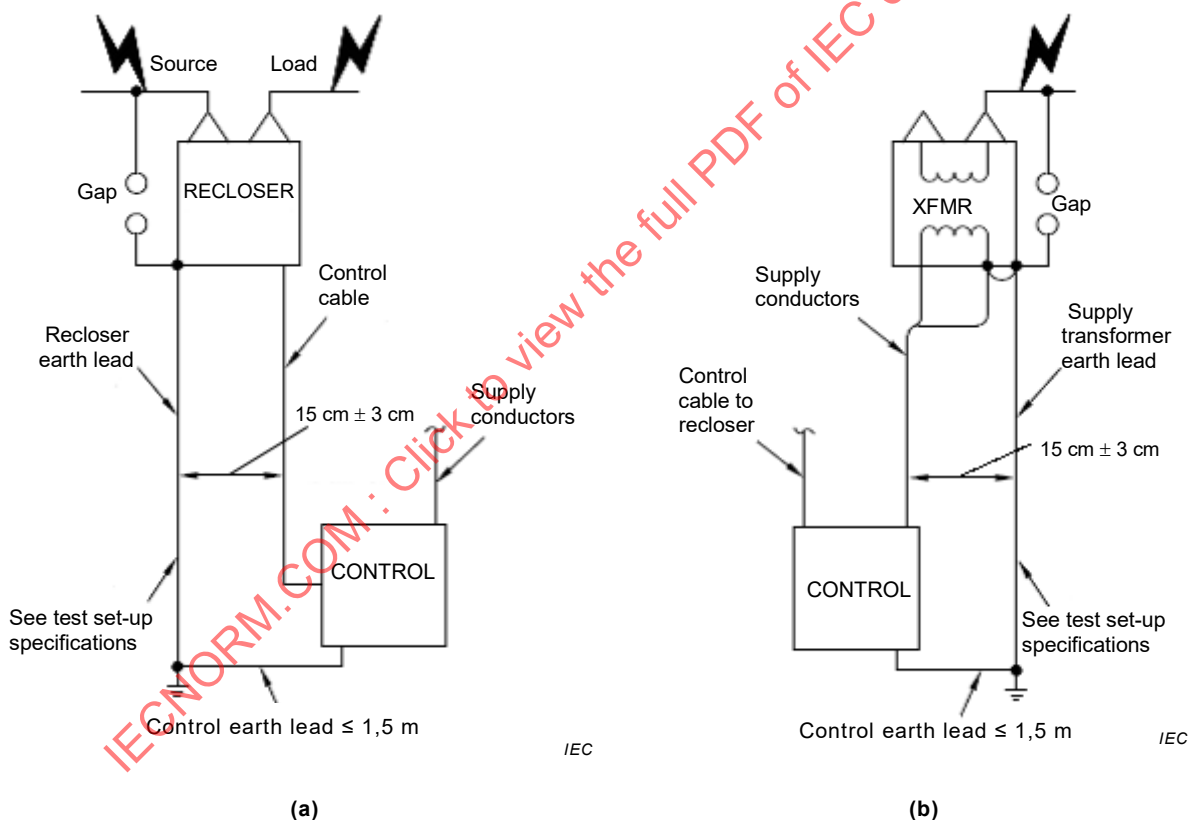


Figure 5 – Surge test circuit

7.112 Condition of recloser after each test of 7.101, 7.103 and 7.104

7.112.1 General requirements

After performing the specified making and breaking test duties, the recloser shall be in the following condition.

- Maintenance: During the test, the recloser shall have functioned without failure and without maintenance or replacement of parts.

- b) Mechanical: The recloser shall be substantially in the same mechanical condition as at the beginning and the recloser shall be capable of automatic and manual operation. The time-current characteristics of the recloser as defined in 7.108 shall be substantially the same as initial (prior to test duty) values. The arcing contacts or any other specified renewable parts might be worn. The quality of the oil used for arc extinction in oil reclosers may be impaired and its quantity reduced from the normal level. There may be deposits on the insulators caused by the decomposition of the arc-extinguishing medium.
- c) Electrical: The recloser shall be capable of withstanding 80 % of the rated power-frequency insulation withstand test level for 1 min, and of carrying rated continuous (normal) current, but not necessarily without exceeding rated temperature rise. Resistance measurements taken before and after the operating duty test may be used to establish the ability to carry the rated continuous (normal) current.

For devices that have both interrupting and non-interrupting gaps, each gap shall be tested in its respective open position. Gaps that may be open continuously shall withstand 80 % of the values shown in column 5 of Table 2 and Table 3. Gaps that may be exposed to voltage stresses for short durations significantly less than 1 min shall be capable of withstanding a voltage to be stated by the manufacturer but not less than the rated maximum voltage of the device.

Visual inspection and no-load operation of the used recloser after tests are usually sufficient for checking these requirements. For reclosers having contact structures not readily visible, a contact resistance check in accordance with 7.4.4 shall be made to determine the recloser's current carrying ability.

If the resistance has increased to more than specified in 7.4.4, a continuous current test at rated continuous (normal) current with thermocouples placed as practicable shall be conducted to ensure the recloser will not experience thermal runaway (see 7.113).

If faults occur which are neither persistent nor due to defect in design, but rather are due to errors in assembly or maintenance, the faults can be rectified and the recloser subjected to the repeated test-duty concerned. In those cases, the test report shall include reference to the invalid tests.

NSDDs may occur during the recovery voltage period following a breaking operation. However, their occurrence is not a sign of distress of the switching test object. Therefore, their number is of no significance to interpreting the performance of the test object. They shall be reported in the test report in order to differentiate them from restrikes.

During the test series, only one occurrence of a restrike shall be permitted. The duration of the restrike current shall not exceed one half-cycle of power frequency current. If the restrike occurs during the last sequence of the test series, then one additional full sequence shall be made to demonstrate that there is no further occurrence of a restrike.

An operation containing one or more restrikes that results in an inability of the test object to successfully clear the test current constitutes a failure of the test.

NOTE It is not the intent to require the installation of special measuring circuits to detect NSDDs. They should only be reported when seen on an oscillogram.

7.112.2 Specific requirement for vacuum interrupters in SF₆ insulated equipment

If the last test in a sequence is a short-time current test or a switching test, a further check of the vacuum interrupter integrity shall be required. This extra test is necessary because a failure of the vacuum interrupter that results in a leak will have that interrupter back-filled with SF₆, a condition that cannot be detected with a regular power-frequency withstand test.

The vacuum interrupter integrity shall be verified by performing a short-circuit interruption test at 10 % or more of the rated short-circuit current and at least 50 % of the rated voltage. The rated TRV values are not required for this test:

- a) if performed three-phase, then both the source and the load neutral shall be earthed;
- b) if performed single-phase, then each pole shall be tested separately.

7.113 Thermal runaway test

The purpose of this test is to verify that the recloser will operate at a stable temperature while carrying rated continuous current. This test is required only when other means specified in this document to determine the current-carrying capability of the recloser are in question. Refer to 7.109.2.2 and 7.112.1.

Test conditions and procedures shall be the same as for the continuous current test in 7.5. The recloser shall have passed this test if the temperature rise stabilizes, as indicated by consecutive readings at 30 min intervals. The limits of observable temperature rises of 7.5.5 may be exceeded.

The thermal runaway test requires that thermocouples and leads be installed at various points of the main current-carrying circuit. It may be necessary to untank, partially disassemble and reassemble, drill holes for thermocouples, etc., before or after the thermal runaway test. It should be understood that such work does not constitute maintenance.

SF₆ reclosers shall not be opened or the SF₆ gas and by-products released before thermal runaway tests.

For SF₆ reclosers and reclosers whose construction make disassembly difficult (e.g. welded construction), it is sufficient to measure the temperature stability of accessible connections and compare these to like points from the type test.

8 Routine tests

8.1 General

Subclause 8.1 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

NOTE The term “production test” in IEEE is equivalent to the IEC term “routine test”.

The routine tests are for the purpose of revealing faults in material or construction. All applicable routine tests shall be made by the manufacturer on each recloser, at the factory after final assembly except that the partial discharge tests may be performed on subassemblies as described in 8.102.

Routine tests shall include the following:

- a) dielectric withstand test: 1 min dry power-frequency;
- b) control, secondary wiring and accessory devices check tests;
- c) measurement of the resistance of main circuit;
- d) tightness tests;
- e) reclosing and overcurrent calibration;
- f) partial discharge test;
- g) no-load mechanical operation test.

Test reports of the routine tests are not required unless otherwise agreed upon between the manufacturer and the user.

8.2 Dielectric test on the main circuit

Subclause 8.2 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The test shall be performed in accordance with 7.2 with the following exceptions:

- a) only power-frequency dry withstand tests are required;
- b) at the option of the manufacturer, multiple poles may be tested in parallel;
- c) the gas pressure (if applicable) shall be set to the minimum functional pressure for insulation and interruption, except that sealed pressure systems should be set at the rated filling pressure for insulation;
- d) the duration of the test may be reduced to 10 s if a voltage of 110 % of that specified in 7.2.7.2 is used.

8.3 Tests on auxiliary and control circuits

Subclause 8.3 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

Control, secondary wiring and accessory devices shall be checked to verify that all connections have been made correctly. Devices and relays, if needed, shall be checked by actual operation where feasible. Those circuits for which operation is not feasible shall be checked for continuity.

8.4 Measurement of the resistance of the main circuit

Subclause 8.4 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

For the routine test, the DC voltage drop or resistance of each pole of the main circuit shall be measured under conditions as nearly as possible similar, with regard to ambient air temperature and points of measurement, to those under which the corresponding type test was made. The test current shall be within the range stated in 7.4.4.

The measured resistance shall not exceed $1,2 \times R_u$, where R_u is equal to the resistance measured before the continuous current test.

8.5 Tightness test

Subclause 8.5 of IEC 62271-1:2017 is applicable with the following addition.

A tightness test on submersible reclosers shall be made according to the manufacturer's production practice to verify that they will operate under service conditions as outlined in Clause 4.

8.101 Reclosing and overcurrent trip calibration

Reclosers shall be subjected to the following calibration, where applicable, for conformance to published time-current characteristic curves. Calibration may be performed on the individual control elements sub-assembly prior to final assembly on the recloser. When the latter is done, the effect of the operating time on the recloser shall be recognized, and the complete assembly shall be tested to ensure that the device will trip the recloser. A sinusoidal wave shape current at a convenient voltage shall be used. The calibration may be performed in any order deemed appropriate by the manufacturer:

- a) minimum tripping current test (see 7.105);
- b) time-current tests (see 7.108.2) except that the tests may be limited to a minimum of three points determined by the manufacturer;
- c) sequencing tests;

- d) remote features;
- e) special features.

8.102 Partial discharge test

Partial discharge tests shall be performed on all reclosers that use a non-restoring dielectric as the primary insulation. For the purposes of 8.102, primary insulation shall be considered to be the predominate insulation between phases and/or to earth, (e.g. solid dielectric). Tests shall be performed as specified in 7.106 with the following exceptions:

- a) modular testing of components is permitted in all cases;
- b) measurement and recording the partial discharge inception and extinction voltages is not required;
- c) if the test in the open condition covers all solid insulation paths to earth and across phases, only this condition has to be tested;
- d) the manufacturer shall establish the appropriate test limits for each test object.

8.103 Mechanical operations tests

The mechanical operations tests shall include the following:

- a) inspection of the external parts;
- b) manual tripping by the tripping lever;
- c) without trouble or malfunction, 25 consecutive close-open operations to check performance of mechanism, sequencing, and time devices. Shunt-trip reclosers shall have five operations performed at minimum control voltage.

9 Guide to the selection of reclosers

9.1 General

Clause 9 of IEC 62271-1:2017 is not applicable, it is replaced by the following subclauses 9.2 through 9.5 that are tailored for application to reclosers.

9.2 Selection of rated values

The rated values should be chosen in accordance with this document having regard for the characteristics of the system as well as its anticipated future development. A list of ratings is given in Clause 5.

Other parameters, such as local atmospheric and climatic conditions and the use at altitudes exceeding 1 000 m, should also be considered.

The duty imposed by fault conditions should be determined by calculating the fault currents at the location of the recloser in the system.

9.3 Cable-interface considerations

For connection to cables, the maximum temperature at the terminals at full continuous current should be below the temperature limits of the cable insulation and cable termination.

9.4 Continuous or temporary overload due to changed service conditions

Reclosers could be required to carry a load current above their rated continuous current during a short period of time or when ambient temperatures are favourable to do it provided the temperature does not exceed the maximum temperature value specified in 7.5.6; reference is made to IEC TR 62271-306 [13].

9.5 Environmental aspects

9.5.1 Clearances affected by service conditions

Where clearances may be compromised by environmental related changes in the service access level (for example accumulation of snow, sand, etc.) the use of increased clearances should be considered.

9.5.2 High humidity

For the normal service conditions condensation may occasionally occur at indoor reclosers.

To withstand the effects of high humidity and condensation, such as breakdown of insulation or corrosion of metallic parts, reclosers designed for such conditions should be used.

Condensation may be prevented by special design of the building, housing, or vault by suitable ventilation and heating of the station or by the use of dehumidifying equipment. High humidity may also be due to ground level rainwater or for cable-connected applications of underground network applications from incoming cable raceways connected to the recloser.

9.5.3 Solar radiation

Under certain levels of solar radiation, appropriate measures, for example roofing or forced ventilation, may be necessary, or derating may be used, in order not to exceed the specified temperature and pressure rise limits.

10 Information to be given with enquiries, tenders and orders

10.1 General

Clause 10 of IEC 62271-1:2017 is not applicable, it is replaced by the following subclauses 10.2 and 10.3 that are tailored for application to reclosers.

The intention of Clause 10 is to define information that is necessary to enable the user to make an appropriate enquiry for recloser and to enable the supplier to give an adequate tender.

Furthermore, it enables the user to make a comparison and evaluation of offers from different suppliers.

10.2 Information with enquiries and orders

The following information, if applicable, should be given by the enquirer or user:

a) Particulars of the system:

Nominal and highest voltage, frequency, type of system neutral earthing.

b) Service conditions if different from normal (refer to Clause 4):

Any condition deviating from the normal service conditions or affecting the satisfactory operation of the equipment.

In this case high-voltage reclosers and associated operating devices and auxiliary equipment should be designed and validated to comply with any special service conditions required by the user, or appropriate arrangements should be made.

c) Particulars of the installation and its components:

1) indoor or outdoor installation;

2) number of phases;

- 3) rated voltage;
 - 4) rated frequency;
 - 5) rated insulation level (U_d , U_p);
 - 6) rated continuous current;
 - 7) fault current level;
 - 8) requirements for the protection of enclosures in publically accessible locations.
- d) Particulars of the operating devices:
- 1) type of operating device;
 - 2) rated supply voltage (if any);
 - 3) rated supply frequency (if any);
 - 4) rated supply pressure (if any);

In addition to these items the enquirer should indicate every condition which might influence the tender or the order, for example special mounting or installation conditions.

Information should be supplied if type test reports or any other quality control related documents are requested.

10.3 Information with tenders

The following information, if applicable, should be given by the manufacturer with descriptive material and drawings.

- a) Rated values and characteristics as enumerated in 9.2.
- b) Constructional features, for example:
 - 1) mass of the unit;
 - 2) overall dimensions of the installation;
 - 3) arrangement of the external connections;
 - 4) mounting provisions;
 - 5) security of enclosures, e.g tamperproof provisions;
 - 6) instructions for installation, operation and maintenance.
- c) Type of interrupting device. Operating devices – type and rated values as enumerated in 9.2;
- d) List of recommended spare parts that should be procured by the user.
- e) Any other document or information requested in the enquiry.

11 Transport, storage, installation, operating instructions and maintenance

11.1 General

Clause 11 of IEC 62271-1:2017 is not applicable, it is replaced by the following subclauses 11.2 through 11.5 that are tailored for application to reclosers.

It is essential that the transport, storage and installation of reclosers, as well as their operation and maintenance in service, be performed in accordance with instructions given by the manufacturer.

Consequently, the manufacturer shall provide the appropriate version of the instruction manual for the transport, storage, installation, operation and maintenance of the recloser. The instructions for the transport and storage should be given at a convenient time before

delivery, and the instructions for the installation, operation and maintenance should be given by the time of delivery at the latest.

It is impossible, here, to cover in detail the complete rules for the installation, operation and maintenance of each one of the different types of reclosers manufactured, but the following information is given relative to the most important points to be considered for the instructions provided by the manufacturer.

11.2 Conditions during transport, storage and installation

A special agreement should be made between manufacturer and user if the service conditions of temperature and humidity defined in the order cannot be guaranteed during transport, storage and installation. Special precautions may be essential for the protection of insulation during transport, storage and installation, and prior to energizing, to prevent moisture absorption due, for instance, to rain, snow or condensation. Vibrations during transport should be considered. Appropriate instructions should be given.

Special packaging should be proposed by the manufacture for long term storage of parts for maintenance needs according to customer specifications.

11.3 Installation

11.3.1 General

For each type of recloser, the instructions provided by the manufacturer shall include at least the items listed in 11.3.2 through 11.3.7.

11.3.2 Unpacking and lifting

Each complete recloser shall be provided with adequate lifting facilities with instructions to show the correct method of lifting. The equipment shall be labelled (externally) to indicate its maximum mass, in kilograms, when fully equipped. Required information for unpacking should be given.

If a “site-ready” assembly of a recloser and other equipment is specified by the user, the total mass of the assembly should be indicated on the shipping container or the assembly itself.

11.3.3 Assembly

When the recloser is not fully assembled for transport, all transport units should be clearly marked. Drawings showing assembly of these parts should be provided with the recloser.

11.3.4 Mounting

Instructions for the mounting of the recloser and auxiliary equipment should include sufficient details of locations and foundations to enable site preparation to be completed.

These instructions should also indicate:

- the total mass of the apparatus inclusive of extinguishing or insulating fluids;
- the mass of extinguishing or insulating fluids.

11.3.5 Connections

Instructions should include information on:

- connection of conductors, comprising the necessary advice to prevent overheating and unnecessary strain on the recloser and to provide adequate clearance distances;

- connection of auxiliary circuits;
- connection for earthing;
- auxiliary contacts available to the user.

11.3.6 Information about gas systems for controlled and closed pressure systems

During commissioning or maintenance, the maximum allowable moisture content within gas-filled reclosers filled with gas at the filling pressure (density) for insulation shall be checked by dew point measurement. Appropriate correction factors shall be used for measurements performed at temperatures other than +20 °C according to the manufacturer's instruction manual.

11.3.7 Final installation inspection

Instructions should be provided for inspection and tests which should be made after the recloser has been installed and all connections have been completed.

These instructions should include:

- a schedule of recommended site tests to establish correct operation;
- procedures for carrying out any adjustment that may be necessary to obtain correct operation;
- recommendations for any relevant measurements that should be made and recorded to help with future maintenance decisions;
- instructions for final inspection and putting into service.

11.4 Operating instructions

The operating instructions given by the manufacturer shall contain the following information:

- a general description of the equipment with particular attention to the technical description of its characteristics and operation so that the user has an adequate understanding of the main principles involved;
- a description of the safety features of the equipment and the operation of the interlocks and padlocking facilities;
- as relevant, a description of the action to be taken to manipulate the equipment for operation isolation, earthing, maintenance, and testing;
- as relevant, measures against corrosion.

11.5 Maintenance

11.5.1 General

The effectiveness of maintenance depends mainly on the way instructions are prepared by the manufacturer and implemented by the user.

11.5.2 Information about fluids to be included in maintenance manual

Where applicable, the following information shall be provided by the manufacturer:

- a) type and required quantity and quality of liquid to be used in reclosers;
- b) type, and required quantity and quality of gas to be used in reclosers.

11.5.3 Recommendations for the manufacturer

The manufacturer should be responsible for ensuring the continued availability of spare parts required for maintenance for a period of not less than 10 years from the date of final manufacture of the recloser.

The manufacturer should inform the purchasers of a particular type of recloser about corrective actions required by systematic defects and failures detected in service.

The manufacturer's maintenance manual should include the following information.

- a) Extent and frequency of maintenance. For this purpose the following factors should be considered:
 - 1) switching operations (current and number);
 - 2) total number of operations;
 - 3) time in service (periodic intervals);
 - 4) environmental conditions.
- b) Detailed description of the maintenance work:
 - 1) procedures for inspection, diagnostic tests, examination, overhaul;
 - 2) reference to drawings;
 - 3) reference to part numbers;
 - 4) use of special equipment or tools;
 - 5) precautions to be observed (for example, cleanliness and possible effects of harmful arcing by-products, X-radiation danger from high-voltage testing of vacuum interrupters);
 - 6) lubrication procedures.
- c) Comprehensive drawings of the details of the recloser important for maintenance, with clear identification (part number and description) of assemblies, subassemblies and significant parts.

NOTE Expanded detail drawings which indicate the relative position of components in assemblies and subassemblies are a common illustration method.
- d) Limits of values, which can be measured during operation or routine maintenance, and tolerances which, when exceeded, make corrective action necessary, for example:
 - 1) pressures, density levels;
 - 2) operating times;
 - 3) resistance of the main circuits;
 - 4) insulating liquid or gas characteristics;
 - 5) quantities and quality of liquid or gas (see IEC 60480 and IEC 62271-4 for SF₆);
 - 6) dew point inside gas-filled recloser compartments according to 11.3.6;
 - 7) permissible erosion of parts subject to wear;
 - 8) torques;
 - 9) important dimensions.
- e) Specifications for auxiliary maintenance materials, including warning of known non-compatibility of materials:
 - 1) grease;
 - 2) oil;
 - 3) fluid;
 - 4) cleaning and degreasing agents.

- f) List of special tools, lifting and access equipment.
- g) Tests after the maintenance work.
- h) List of the recommended spare parts (description, reference number, quantities) and advice for storage.
- i) How to proceed with the equipment at the end of its operating life, taking into consideration environmental requirements.

11.5.4 Recommendations for the user

If the user wishes to perform maintenance, the maintenance manual of the manufacturer should be followed.

The user should record the following information:

- the serial number and the type of the recloser;
- the date when the recloser is put in service;
- the results of all measurements and tests including diagnostic tests carried out during the life of the recloser;
- dates and extent of the maintenance work carried out;
- the history of service, periodical records of the operation counters and other indications (for example, short-circuit operations).
- references to any failure report.

11.5.5 Failure report

The purpose of the failure report is to standardize the recording of the switchgear and controlgear failures with the following objectives:

- to describe the failure using a common terminology;
- to provide data for the user statistics;
- to provide a meaningful feedback to the manufacturer.

The following gives guidance on how to make a failure report.

A failure report should include the points listed below.

- a) Identification of the switchgear which failed:
 - 1) substation name;
 - 2) identification of the switchgear (manufacturer, type, serial number, ratings);
 - 3) switchgear technology (air blast, minimum oil, SF₆, vacuum);
 - 4) location (indoor, outdoor);
 - 5) enclosure;
 - 6) drive mechanism, if applicable (hydraulic, pneumatic, spring, motor, manual).
- b) History of the switchgear:
 - 1) date of commissioning of the equipment;
 - 2) date of failure/defect;
 - 3) total number of operating cycles, if applicable;
 - 4) date of last maintenance;
 - 5) details of any changes made to the equipment since manufacture;
 - 6) total number of operating cycles since last maintenance;

- 7) condition of the switchgear when the failure/defect was discovered (in service, maintenance, etc.).
- c) Identification of the subassembly/component responsible for the primary failure/defect:
 - 1) high-voltage stressed components;
 - 2) electrical control and auxiliary circuits;
 - 3) drive mechanism, if applicable;
 - 4) other components.
- d) Stresses presumed to contribute to the failure/defect:
 - 1) operation mistake or misuse of the equipment;
 - 2) environmental conditions (temperature, wind, rain, snow, ice, pollution, lightning, etc.).
- e) Classification of the failure/defect:
 - 1) major failure;
 - 2) minor failure;
 - 3) defect.
- f) Origin and cause of the failure/defect:
 - 1) origin (mechanical, electrical, tightness if applicable);
 - 2) cause (design, manufacture, inadequate instructions, incorrect mounting, incorrect maintenance, stresses beyond those specified, etc.);
 - 3) operation mistake or misuse.
- g) Consequences of the failure or defect:
 - 1) switchgear down-time, which is time interval during which an item is in a down state;
 - 2) time consumption for repair;
 - 3) labour cost;
 - 4) cost of spare parts.

A failure report may include the following information:

- drawings, sketches;
- photographs of defective components;
- single-line station diagram;
- operation and timing sequences;
- records or plots;
- references to maintenance or operating manuals.

11.101 Field tests on units in-service, including DC withstand tests on cables

Field testing of a recloser either alone or as part of a distribution switchgear unit is not considered to be a type test. Field testing is performed to determine the condition of the equipment after shipment, service, or maintenance. When these tests are performed, the dielectric test levels should not exceed 75 % or 80 % (see NOTE) of rated values given in Table 2 and Table 3 and only when the recloser is completely isolated from all system voltages. The use of a test voltage that is lower than the type test voltage reduces the risk of damaging the equipment while performing the test. Radio influence voltage and partial discharge voltage measurements may be performed at voltage test levels up to 105 % of the line-to-earth voltage corresponding to the rated maximum voltage of the recloser.

An AC withstand test is one commonly used method to evaluate the insulation integrity of switchgear. An AC test provides one acceptable assessment of the insulation integrity of all kinds of insulation, including open switches, interrupters of oil, gas and vacuum designs.

DC withstand tests are often used as a substitute when an AC tester is not available. When using a DC withstand test to check the integrity of a vacuum interrupter, both voltage polarities should be applied since a measurable leakage current in only one polarity can be mistaken for an indication of a vacuum interrupter in poor condition. If the leakage current is markedly higher in one polarity, this normally indicates that field emission is occurring on a rough spot on the contact that is a cathode when that voltage polarity is applied. For this reason, AC is the preferred method of testing the integrity of a vacuum interrupter.

A DC withstand test for a new recloser is specified as a related type test recognizing that the recloser may be subjected to DC voltage when connected to cable. This related DC withstand test is a significant overvoltage, approximately equal to the peak value of the related power-frequency withstand voltage, and it may be near the flashover limit of the insulation or across an isolating gap. All buses or ways not undergoing test are de-energized and earthed during these type tests. The DC withstand capability of switchgear may degrade in service because of aging, contamination, electrical discharges or mechanical wear.

In-service DC testing of cables is performed to determine their condition and to locate faults. Switchgear may also be subjected to the DC test voltages if the cables are connected to the switchgear. DC testing also includes cable "thumping", i.e. the sudden application of DC voltage with substantial energy for fault locating, which causes transients and voltage doubling at the end of the open cable. These same transients can stress the switchgear at higher voltages. Tests of cables with very low frequency voltages are also now being used.

CAUTION

When a cable connected to a recloser either alone or as part of a distribution switchgear unit is to be subjected to DC tests, it is recommended that the switchgear unit be isolated from all source voltages to maximize safety of maintenance personnel and equipment. The recommendations of the manufacturers of the switchgear, DC test equipment, voltage transformers, surge arresters, terminators, connectors, and bushings should be followed.

NOTE IEC practice is to test at 80 % of the values given in Table 2 and Table 3 while IEEE practice has been to use 75 % of the values in Table 2 and Table 3. In an effort to harmonize with IEC, it is expected that the manufacturers will adopt the 80 % level by revision of their equipment maintenance manuals.

12 Safety

High-voltage reclosers, complying with the applicable IEEE and IEC standards, can be considered safe when installed in accordance with the relevant installation rules including instructions provided by the manufacturers and used and maintained in accordance with the manufacturer's instructions (see Clause 11).

High-voltage reclosers are normally only accessible by instructed persons. They shall be operated and maintained by skilled persons. When unrestricted access is available to reclosers as in a publicly accessible location, additional safety features may be required.

High-voltage reclosers in accordance with IEEE and IEC offer a high level of safety with regard to external effects that might harm personnel, mainly because the high-voltage parts may be surrounded by an enclosure. Nevertheless, high power equipment, can comprise some potential risks. Some examples are:

- the enclosures, if any, may be pressurized with gas;
- opening of pressure-relief devices, e.g. resulting from an internal arc, originated by exceptional conditions. In extreme circumstances, the arc can burn through the enclosures. Both result in the sudden release of hot gas;

- sudden events, which are in themselves with low risk to humans, may alarm personnel and lead to accidents (for example, a fall);
- commissioning, maintenance and extension activities may require special attention due to the complexity of the equipment and its internal parts which are mostly not visible.

Experience has shown that human error is a factor that shall be considered (for example, closing an earthing switch on an energized conductor).

13 Influence of the product on the environment

Documentation shall include the following relevant information about the environmental impact of the recloser.

- a) When fluids are used in reclosers, instructions shall be provided in order to allow the user to:
 - 1) minimize the leakage rate as far as is practicable;
 - 2) control the handling of the new and used fluids (for SF₆ and its mixtures refer to IEC 62271-4).
- b) Instructions concerning disassembly and end-of-life procedures for the different materials of the equipment and an indication of the possibility to recycle.

101 Internal arc fault classification

Internal arc fault classification and testing are not a requirement of this document.

Requirements for internal arc fault classification and test verification are subject to agreement between the manufacturer and the user.

When internal arc fault testing and classification are required by agreement of the manufacturer and the user, the methods and procedures of IEC 62271-200 [18] for pole mounted devices or either IEC 62271-200 or IEEE Std C37.20.7 [19] for pad-mounted devices should be followed.

Annex A (informative)

X/R ratios

A.1 General

A general understanding of circuit time constant (τ) and *X/R* ratio and associated peak currents is necessary for the proper design, testing and application of switchgear. The mechanical stresses associated with fault withstand or fault making, are in relation with the square of the peak current (i_{peak}^2) and the thermal stress associated with prearcing or fault current interruption is a complex relation of the arc voltage, the arcing time and the total charge (integral of the arcing current).

A more extensive discussion of the DC time constant can be found in IEC 62271-306.

A.2 Time constant τ and *X/R* ratio

An electrical circuit may be defined by its main series components, which are the inductance (L or X) ($X = 2\pi f_r L$) and resistance. The circuit time constant (τ) is defined by the ratio L/R , $\tau = L/R$. The ratio *X/R* is frequency dependent (i.e. a time constant of 45 ms will lead to an *X/R* ratio of 14 at 50 Hz and 17 at 60 Hz).

For a three-phase fault, the positive sequence components of the circuit shall be considered ($\tau = L_1/R_1$, $X/R = X_1/R_1$). For a phase to earth fault, the positive and zero sequences components shall be considered as follows:

$$\tau = \frac{2L_1 + L_0}{2R_1 + R_0} \quad \text{or} \quad \frac{X}{R} = \frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_0}$$

where:

R_0 is the zero sequence resistance;

R_1 is the positive sequence resistance;

L_0 is the zero sequence inductance;

X_0 is the zero sequence reactance;

L_1 is the positive sequence inductance;

X_1 is the positive sequence reactance.

A.3 Asymmetrical fault current

The maximum asymmetrical current occurs when the fault is initiated at zero voltage. Such a fault may be associated with lightning flashover or with a switch or a breaker closing or reclosing on a faulted circuit or a temporary earth. If a three-phase switching device is used, an asymmetrical fault current will occur in one of the phases, the value of which will be between 93,5 % and 100 % of maximum asymmetrical current.

The instantaneous current of a single-phase circuit will be in accordance with Formula (A.1).

$$i(t) = \sqrt{2}I \left(\sin(\omega t + \varphi - \theta) - \sin(\varphi - \theta) e^{-t/\tau} \right) \quad (\text{A.1})$$

where:

$i(t)$ is the instantaneous current;

I is the r.m.s. value of the current;

ω is the angular frequency ($2\pi f_r$), where f_r is the rated frequency;

θ is the phase angle = $\tan^{-1}(X/R)$;

φ is the angle between voltage zero and time that fault is initiated;

t is the time;

τ is the circuit time constant (L/R or $X/\omega R$) (see Table A.1).

The maximum asymmetry will occur when the fault is initiated at zero voltage ($\varphi = 0$).

The peak of the asymmetrical current (i_{peak}) is the maximum of Formula (A.1), with $\varphi = 0$:

$$i_{\text{peak}} = \sqrt{2}I \left(\sin(\omega t - \theta) + \sin(\theta) e^{-t/\tau} \right) \quad (\text{A.2})$$

The peak factor K is i_{peak}/I .

The first peak is defined as the peak withstand current or making current and it occurs when $\omega t - \theta = \pi/2$, or

$$t = \frac{\theta + \frac{\pi}{2}}{\omega} = \frac{\theta + \frac{\pi}{2}}{2\pi f_r} \quad (\text{A.3})$$

This gives:

$$K = \sqrt{2} \left[1 + \left(e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \sin \theta \right] = \sqrt{2} \left[1 + e^{-\left(\frac{\theta + \frac{\pi}{2}}{2\pi f_r \tau} \right)} \sin \theta \right] \quad (\text{A.4})$$

Table A.1 is a tabulation of the peak factors for both 50 Hz and 60 Hz over a range of time constants.

Table A.1 – X/R ratios: peak factors and r.m.s. factors

Time constant τ ms	X/R ratio		Peak factor [i_p/I]	
	at 60 Hz	at 50 Hz	at 60 Hz	at 50 Hz
10,6	4,0	3,3	2,09	2,01
21,2	8,0	6,7	2,38	2,31
31,8	12,0	10	2,51	2,46
45	17,0	14,1	2,59	2,55
60	22,6	18,9	2,65	2,61
90	33,9	28,3	2,70	2,68
120	45,3	37,7	2,73	2,72
150	56,6	47,1	2,75	2,74

Annex B (informative)

Simulated surge arrester operation test

B.1 General

Simulated surge arrester operation tests have traditionally been used to verify recloser system operation and its capability to survive fast lightning induced surges. This test falls into a broader category of electromagnetic compatibility tests normally applied to protective relay devices and defined in the following standards:

- a) IEEE Std C37.90.1 (surge withstand capability);
- b) IEEE Std C37.90.2 (radio frequency (RF) susceptibility) [20];
- c) IEEE Std C37.90.3 (electrostatic discharge tests for protective relays) [21];
- d) IEC 60255-26 (electromagnetic compatibility (EMC) requirements).

Regardless of the number and similarity between some of these test standards, experience has shown that an electronic control built and tested to meet the above standards may often misoperate or be permanently damaged after exposure to lightning surges normally encountered on a distribution power system. The problem is easily understood by observing that the standards noted above were developed for a power system substation environment. In this environment, individual control devices can rely on well established EMC protection practices, including: high quality earth grid, bonding, lightning shields, substation class arresters, greater distance between switching devices and the control house, and extensive shielding as found in metal-clad and gas-insulated switchgear. Few, if any, of these measures are available to protect or shield a mid-line distribution recloser. The control conductors, local distribution class arresters, and the local earthing (grounding) system are called upon to absorb the full impact of the lightning strike.

B.2 Simulated surge arrester operation testing

Simulated surge arrester operation testing fills the void by defining an all encompassing system test. As currently defined, the test provides a fast rise time (1,2 μ s), basic insulation level (BIL) type waveform stressing the basic insulation, and capacitive coupling through current and/or voltage transformers and any other devices present in the design. The voltage peak is followed by an air gap flashover discharging 6 000 A into the recloser earth system. This discharge radiates a strong electromagnetic field impulse and a fast voltage collapse further enhancing the capacitive coupling effect. Once the spark-over occurs, the fast current front (di/dt in excess of 10 kA/ μ s) results in a voltage drop across the earthing conductor (mostly inductive, at approximately 1 μ H/m) thus effectively separating the recloser earth reference from the electronic control. If not adequately controlled, the potential difference can reach the 60 000 V level.

The test may end with a high current ringing waveform. The ringing frequency is determined by the inductance of the recloser earth conductor, the test generator output capacitor and circuit damping. The exceptionally high current levels involved during this phase of the test generate high frequency magnetic fields. However, the di/dt is the more critical parameter. The shape of the subsequent waveform after the initial di/dt is not critical as long as the peak current of 6 kA is met.

There are five distinct series of tests. In the first series, the source side of the recloser is surged with the recloser in the open position. This stresses the insulation of the recloser itself and any source side current and voltage transformers that may be built into the device. The second series surges the source side with the recloser closed allowing the surge to reach through the current carrying circuit of the device to the load side bushing. The third series

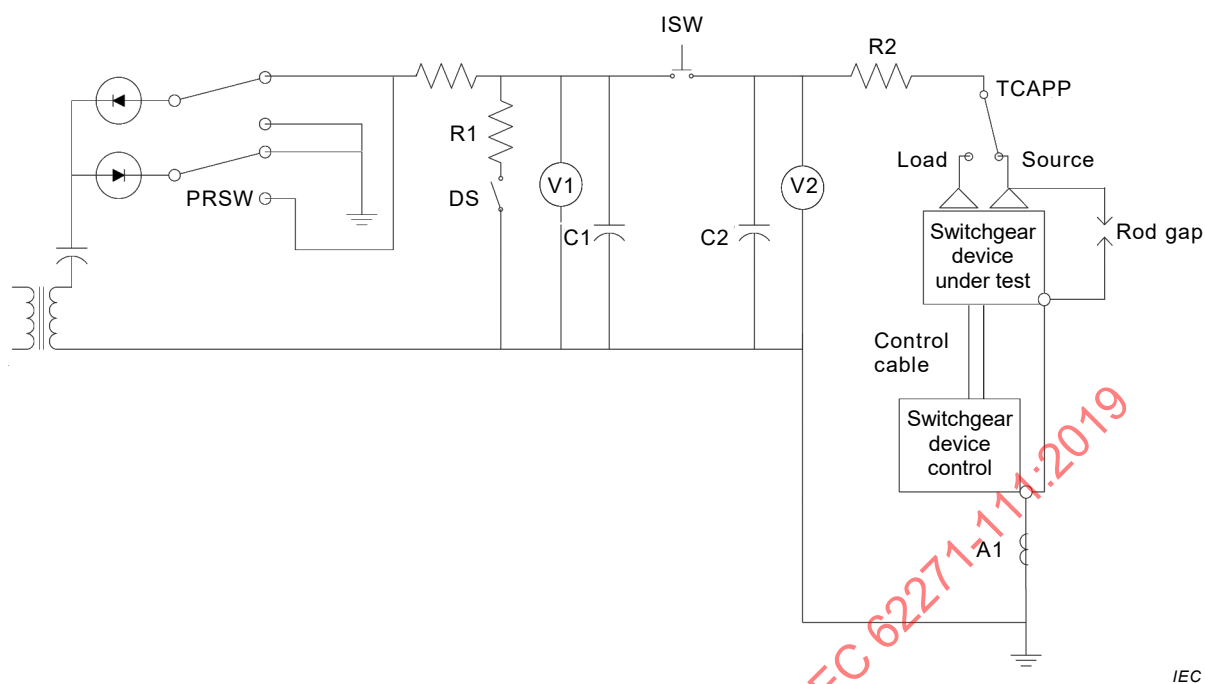
applies the surge to the load bushing while the flashover gap remains on the source side. This sends the discharge current through the current carrying circuit stressing current transformer (CT) windings. In the fourth and fifth series, the voltage and current surge is applied to a transformer that is providing the power to the control. This series stresses the power supply circuits in the control with the recloser in the open and then the closed positions.

All of the enumerated electromagnetic interference (EMI) disturbances are capable of disrupting the operation of electronic devices, especially the recloser control. They act in unison exposing a wide variety of potential system problems such as: spurious interrupts, unsolicited keyboard operation, CPU resets, RF susceptibility, insulation failure, analog-to-digital subsystem failure, insufficient clearance related flashovers, inadequate earthing (grounding), power supply shutdown, shielding problems, target failures, display lockouts and more.

It is important to note that the test severity is determined primarily by the combination of fast current and voltage transients and the electromagnetic disturbance associated with the event. The 6 000 A crest current in combination with the relatively high impedance and closely coupled earth provides the energy. A series of 15 positive and 15 negative surges per test configuration is used to capture the complex statistical nature of the EMI disturbance interaction with the system under test. It should also be noted that the specified earthing (wire gauge, conductor spacing, and conductor length) are a part of the test set-up that forces uniformity of the test. For example, the use of 2,5 mm² wire ⁴ at 15 cm spacing presents a more severe test and is more easily set up in a laboratory than the more common and appropriate use of 16 mm² wire ⁵ and 30 cm spacing in actual service. Figure B.1 illustrates a typical test generator set-up. Figure B.2 shows a typical surge voltage wave across the test object. Inspection of the expanded current trace indicates an initial current rise to about 2 200 A in less than 0,1 µs for a rate of rise in excess of 22 kA/µs. The current also reaches 6 000 A on two successive crests. It should be emphasized that the test object is a system combination of the recloser switching device, the recloser control, the interconnecting cable, and their respective provisions for effective earthing (grounding).

⁴ The 2,5 mm² metric wire size is approximately equivalent to #12 AWG wire.

⁵ The 16 mm² metric wire size is approximately equivalent to #6 AWG wire.



IEC

Key

- A1 Surge current monitor
- C1 Charge storage capacitor
- C2 Wave shaping capacitor
- DS Safety discharge switch
- ISW Initiation switch
- PRSW Polarity reversing switch
- R1 Discharge resistor
- R2 Wave shape/current limit resistor
- TCAPP Test condition application points (does not have to be a switch)
- V1 Voltmeter for charge voltage
- V2 Voltmeter for test voltage

NOTE Rod gap remains connected to source bushing for test conditions 1, 2, and 3 in 7.111.2.3.

Figure B.1 – Surge test circuit

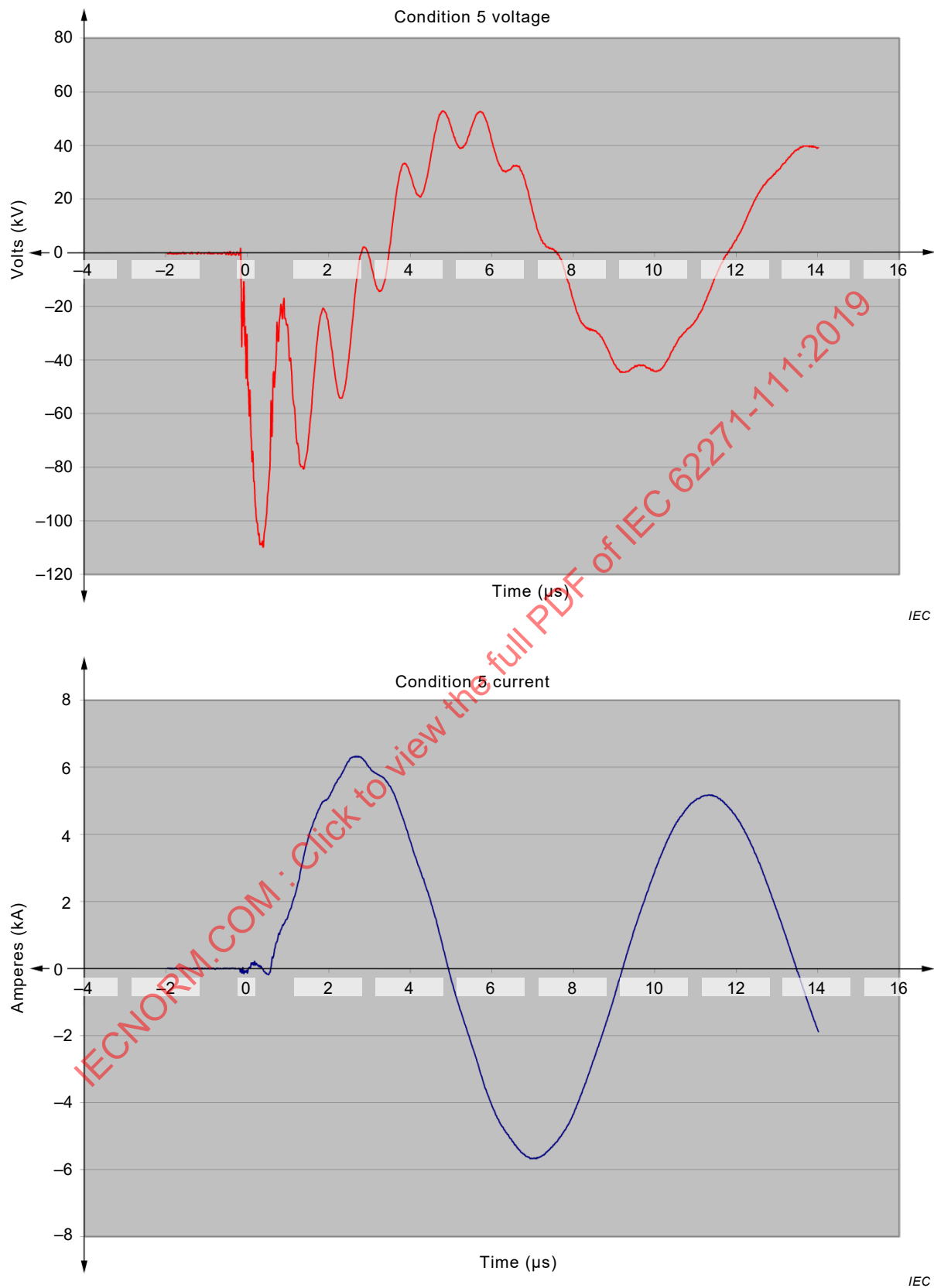


Figure B.2 – Typical surge voltage and current waves

Annex C (normative)

Method of drawing the envelope of the prospective transient recovery voltage of a circuit and determining the representative parameters

C.1 General

A transient recovery voltage wave may assume different forms, oscillatory and non-oscillatory. The wave may be defined by means of an envelope made up of two consecutive line segments; when the wave approaches that of a damped oscillation at one single frequency, the envelope resolves itself into two consecutive line segments. In all cases, the envelope should reflect as closely as possible the actual shape of the transient recovery voltage. The method described here enables this aim to be achieved in the majority of practical cases with sufficient approximation.

Nevertheless, some cases may arise where the proposed construction would lead to parameters quite obviously more severe than would be justified by the transient recovery voltage curve. Such cases should be dealt with as exceptions and, as a consequence, form the subject of an agreement between the manufacturer and user or the test laboratory.

C.2 Drawing the envelope

The following method is used for constructing the line segments forming the envelope of the prospective transient recovery voltage curve:

- a) the first line segment passes through the origin O, is tangential to the curve and does not cut the curve (see Figure C.1 – line segment OA);
- b) the second line segment is a horizontal line tangential to the curve at its highest peak (see Figure C.1 – line segment AC).

NOTE The point of contact of the first line segment and the highest peak are comparatively close to each other for the case of a curve representing a damped oscillation of a single frequency or a curve of similar shape generally referred to as a 1-cosine waveshape. The two-parameter envelope O, A, C is then obtained.

C.3 Determination of parameters

The two representative parameters are, by definition, the coordinates of the points of intersection of the line segments constituting the envelope. When the envelope is composed of two line segments, the two parameters u_c and t_3 shown in Figure C.1 can be obtained as coordinates of the point of intersection A.

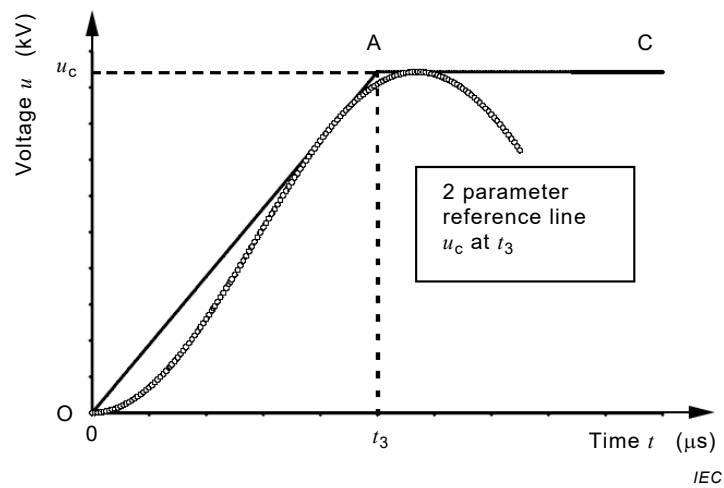


Figure C.1 – Representation by two parameters of a prospective transient recovery voltage of a test circuit

Annex D (informative)

Background basis of recloser transient recovery voltage (TRV) values

D.1 General

The TRV descriptions for reclosers are based on the IEEE and IEC standards for high voltage circuit breakers and the IEEE fuse standards listed below:

- IEEE Std C37.04, *IEEE Standard for Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers*;
- IEEE Std C37.04b-2008, *IEEE Standard for Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a symmetrical Current Basis – Amendment 2: To Change the Description of Transient Recovery Voltage for Harmonization with IEC 62271-100*;
- IEEE Std C37.06-2009, *IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis – Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V*;
- IEEE Std C37.41, *IEEE Standard Design Tests for High-Voltage (>1000 V) Fuses, Fuse and Disconnecting Cutouts, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Fuse Links and Accessories Used with These Devices*;
- IEC 62271-100, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers*.

D.2 Two parameter TRV

The waveform of a typical TRV in medium voltage distribution circuits as a function of time is usually a 1-cosine function as shown in Figure D.1.

The two-parameter description of the waveform boundary from IEC 62271-100 is simply another way of describing the same waveform as a boundary consisting of straight lines that the waveform does not cross. See Figures D.2 and D.3.

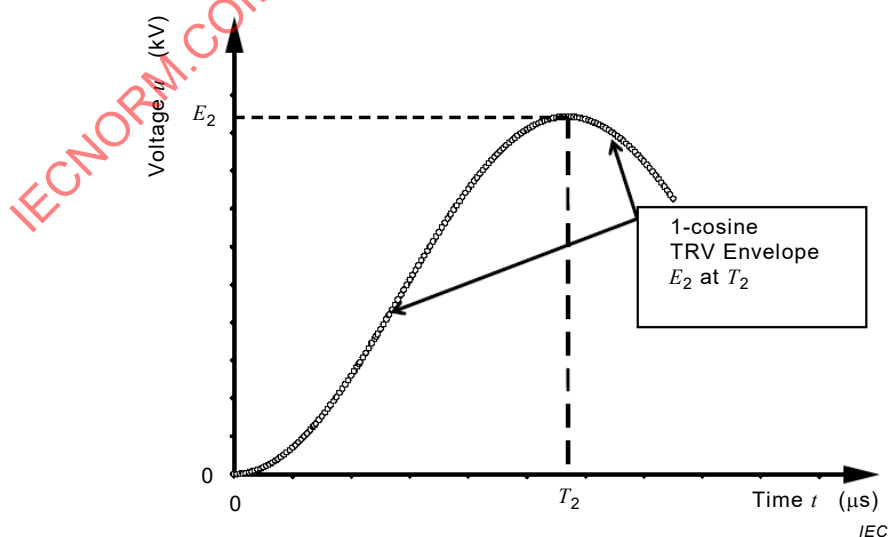


Figure D.1 – A TRV waveform as a 1-cosine function of time

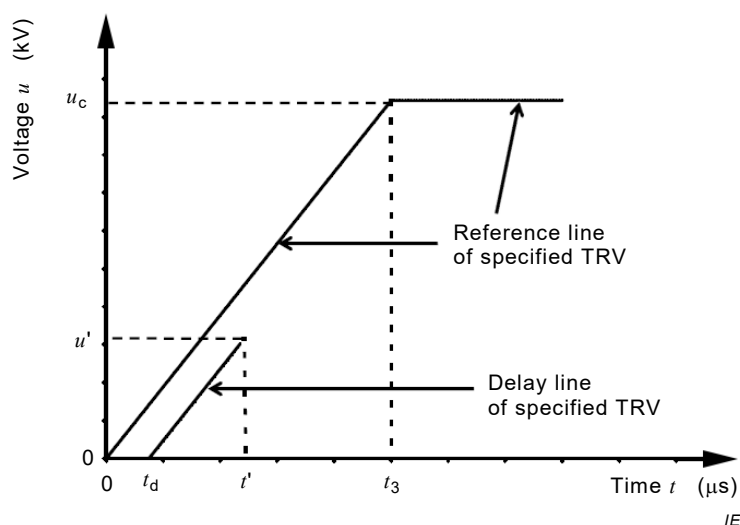


Figure D.2 – Representation of the specified TRV as a two-parameter line and a delay line

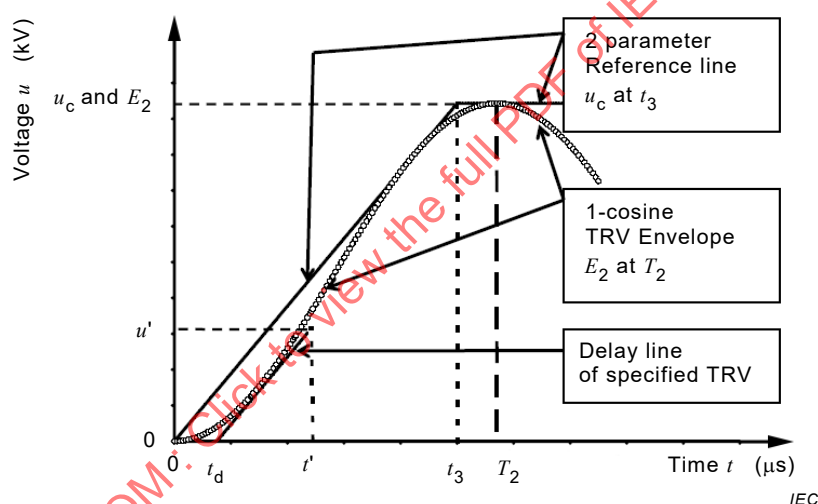


Figure D.3 – Representation of the specified TRV as a two-parameter line and a delay line compared to a 1-cosine TRV waveform

There are three basic parameters for the TRV at the rated short-circuit current as follows:

- u_c is the TRV peak;
- RRRV is the rate-of-rise of recovery voltage;
- t_3 is the time to reach u_c at the specified RRRV.

The standards cited in Clause D.1 were studied for the rated values of the TRV in different applications and some reasonable values were chosen for this edition of IEC 62271-111 as described below.

D.3 u_c (TRV peak)

u_c is simply a function of the rated voltage U_r or V , the first-pole-to-clear factor k_{pp} , and the amplitude factor k_{af} . The values for k_{pp} and k_{af} are harmonized with the circuit-breaker standards given in Clause D.1.

u_c includes a factor of 1,5 for the first-pole-to-clear a three-phase non-effectively earthed fault. For three-phase reclosers where the three poles are operated together, the second and third poles then clear the remainder of the circuit nearly simultaneously, since the same current, but of opposite polarity, flows in both. After interruption, they share the phase-to-phase voltage. For single-phase reclosers, the worst case is when three reclosers operate to clear a three-phase unearthed fault when the mechanical operation of the three units is not closely synchronized. The second unit to clear may have to clear against the full phase-to-phase voltage if the contacts of the third pole have not parted prior to the current zero.

NOTE Although the k_{pp} factor is referred to as the first-phase-to-clear factor, in the case of non-simultaneous opening of three single-phase reclosers or non-simultaneous opening of the three phases of a three-phase recloser, the value of u_c is based on the characteristics of the second phase to clear.

a) For single- or three-phase reclosers with simultaneous contact parting:

$$\begin{aligned} u_c &= k_{pp} \times k_{af} \times U_r \times \sqrt{\frac{2}{3}} \\ &= 1,5 \times 1,54 \times U_r \times \sqrt{\frac{2}{3}} \\ &= 1,88 U_r \end{aligned} \quad (D.1)$$

b) For single- or three-phase reclosers with non-simultaneous contact parting:

$$\begin{aligned} u_c &= 1,732 \times 1,54 \times U_r \times \sqrt{\frac{2}{3}} \\ &= 2,18 U_r \end{aligned} \quad \begin{matrix} (D.2) \\ (D.3) \end{matrix}$$

For all overhead line circuits, cable connected circuits and low fault current circuits where the fault current is less than 4 000 A r.m.s., the TRV peak multiplier K_{uc} is summarized in Table D.1.

Table D.1 – TRV peak multiplier

Recloser	System connection	First-pole-to-clear factor, k_{pp}	Amplitude factor, k_{af}	TRV peak multiplier, K_{uc}
Three-phase	Line	1,5	1,54	1,88
Single-phase ^a	Line	1,732	1,54	2,18
Three-phase	Cable	1,5	1,4	1,71
Single-phase ^a	Cable	1,732	1,4	1,98
^a Single-phase refers to three single-phase reclosers interrupting a three-phase circuit where simultaneous opening is not assured.				

D.4 Rate of rise of recovery voltage (RRRV)

The RRRV values are chosen for three different application conditions.

- for reclosers applied in overhead line distribution circuits, the RRRV numbers are based on those found in IEEE Std C37.06 and IEC 62271-100 for outdoor circuit breakers. These range from 0,77 kV/μs at 12 kV up to 1,21 kV/μs at 38 kV;
- for reclosers applied in cable-connected distribution circuits, the RRRV numbers are based on those found in IEEE Std C37.06 and IEC 62271-100. These RRRV values are approximately one half of those in overhead applications;

- c) for reclosers applied in distribution circuits where the fault current is less than 4 000 A r.m.s., the RRRV numbers are based on those found in the distribution fuse standard IEEE Std C37.41-1994. The fuse RRRVs are about one quarter of those in overhead applications, so, for the sake of simplicity, this document uses RRRV values that are 0,25 times the T100 values for overhead line applications.

D.5 t_3 (time to reach u_c at the specified RRRV)

The values of t_3 are simply u_c/RRRV . Therefore, since the other two values are chosen above, t_3 is also defined.

D.6 Multipliers for TRV values at currents less than the rated short-circuit current

At currents less than the rated short-circuit current, the TRV in general reaches a higher peak and does so in a shorter time with a faster RRRV. In the IEEE circuit breaker standard C37.06, the TRV values of peak voltage and time to peak at fractions of the rated short-circuit current are obtained by multiplying the TRV values at the rated short-circuit current by a set of multipliers. These multipliers are defined in the IEEE circuit breaker standards at currents of 10 %, 30 % and 60 % of the rated short-circuit current. The multipliers for the recloser standard at 20 % and 50 % of the rated short-circuit current were obtained by interpolation between the existing values. The multipliers are shown in Table D.2 for line-connected reclosers and in Table D.3 for cable-connected reclosers.

For fault currents less than 4 000 A r.m.s., the multipliers for the TRV peak voltage and time to peak are set at 1,0 since the fuse standard does not differentiate these values at currents less than the rated short-circuit current.

Table D.2 – TRV multipliers for line-connected reclosers

	Per unit rated current	Peak multiplier K_{E2}	t_3 multiplier K_{t3}	RRRV multiplier K_{uc}/K_{t3}
From IEEE Std C37.06	0,10	1,17	0,40	2,93
Interpolated	0,20	1,15	0,40	2,87
From IEEE Std C37.06	0,30	1,13	0,40	2,83
Interpolated	0,50	1,09	0,58	1,88
From IEEE Std C37.06	0,60	1,07	0,67	1,60
From IEEE Std C37.06	1,00	1,00	1,00	1,00
NOTE The values for K_{E2} and K_{t3} are the same as those in IEEE Std C37.06.				

Table D.3 – TRV multipliers for cable-connected reclosers

	Per unit rated current	Peak multiplier K_{E2}	t_3 multiplier K_{t3}	RRRV multiplier K_{uc}/K_{t3}
From IEEE Std C37.06	0,10	1,21	0,22	5,46
Interpolated	0,20	1,15	0,22	5,32
From IEEE Std C37.06	0,30	1,14	0,22	5,14
Interpolated	0,50	1,09	0,37	3,34
From IEEE Std C37.06	0,60	1,07	0,44	2,44
From IEEE Std C37.06	1,00	1,00	1,00	1,00
NOTE The values for K_{E2} and K_{t3} are the same as those in IEEE Std C37.06 and are derived from IEC 62271-100. The actual values in use for RRRV are based on system studies.				

Annex E (normative)

Tolerances for test values

E.1 General

During type tests, the following types of tolerances may normally be distinguished:

- tolerances on test quantities which directly determine the stress of the test object;
- tolerances concerning features or the behaviour of the test object before and after the test;
- tolerances on test conditions;
- tolerances concerning parameters of measurement devices to be applied.

A tolerance is defined as the range of the test value specified in the standard within which the measured test value shall lie for a test to be valid. In certain cases the test may remain valid even if the measured value falls outside the range; this is the case when it results in a more severe test condition.

E.2 Type test tolerances

Any deviation of the measurement test value and the true test value caused by the uncertainty of the measurement are not taken into account in this respect. The basic rules for application of tolerances on test quantities during type tests are as follows:

- a) testing stations shall aim wherever possible for the test value specified;
- b) the tolerances on test quantities specified shall be observed by the testing station. Higher stresses exceeding those tolerances are permitted only with the consent of the manufacturer;
- c) where, for any test quantity, no tolerance is given within this document, or the standard to be applied, the type test shall be not less severe than specified. The upper stress limits are subject to the consent of the manufacturer;
- d) if, for any test quantity, only one limit is given, the other limit shall be considered to be as close as possible to the specified value.

The tolerances on test quantities for type tests shall be as shown in Table E.1.

Table E.1 – Tolerances on test quantities for type tests

Subclause	Designation of the test	Test quantity	Specified test value	Test tolerances/ limits of test values
7.2	Dielectric tests			
7.2.7.2	Power-frequency voltage tests	Test voltage (r.m.s. value)	Rated short-duration power-frequency withstand voltage	±1 %
		Frequency	--	45 Hz to 65 Hz
		Wave shape	Peak value / r.m.s. value = $\sqrt{2}$	±5 %
7.2.7.3	Lightning impulse voltage tests	Peak value	Rated lightning impulse withstand voltage	±3 %
		Front time	1,2 µs	±30 %
		Time to half-value	50 µs	±20 %
7.4.4	Measurement of the resistance of the main circuit	DC test current I_{DC}	--	$50 \text{ A} \leq I_{DC} \leq$ Rated continuous current, or -20 %, +0 % of $I_r \leq 50 \text{ A}$
7.5	Continuous current tests	Ambient air velocity	--	≤ 0,5 m/s
		Test current frequency	Rated frequency	+2 % / -5 %
		Test current	Rated normal current	+2 % / 0 % These limits are only required for the last two hours of testing period.
		Ambient air temperature T_a	-	+10 °C < $T_a \leq 40$ °C
7.6	Short-time withstand current and peak withstand current tests	Test frequency	Rated frequency	±10 %
		Peak current (in one outer phase)	Rated peak withstand current	+5 % / 0 %
		Average of AC component of three-phase test current	Rated short-time withstand current	±5 %
		Ratio of AC component of test current in any phase versus average of the three phases	1,0	±10 %
		Short-circuit current duration	Rated short-circuit duration	See tolerances for I^2t
		Value of I^2t	Rated value I^2t	+10 % / 0 %
7.101	Line-charging current and cable-charging current interruption tests	Power frequency voltage variation	Rated frequency	≤ 2 %
		Voltage decay of recovery voltage 300 ms after arc extinction		≤ 10 %
		r.m.s. value / r.m.s. value of fundamental component		≤ 1,2
		Test voltage	7.101.6	+3 % / 0 %
		Frequency of the recovery voltage	Rated frequency	±2 %
		Rated capacitive breaking current	Rated value	+10 % 0 %

Subclause	Designation of the test	Test quantity	Specified test value	Test tolerances/ limits of test values
7.103.4	Short-circuit current test	Breaking current in T20	20 % of rated short-circuit breaking current	0 % –25 %
		Breaking current in T50	50 % of rated short-circuit breaking current	±10 %
		Breaking current in T100	100 % of rated short-circuit breaking current	+5 % / –10 % At least 2 tests shall be performed at 0 % (see 7.103.4)
		Peak short-circuit current in T100	Rated making current	+10 % / 0 %
7.103.1.6 and 7.103.2	Power-frequency test voltage	Applied voltage before short-circuit making tests	Higher voltages are acceptable with agreement between the manufacturer and test laboratory	+10 % / 0 %
		Applied phase voltage deviation from three-phase average		±5 %
		Power-frequency recovery voltage	Rated voltage (U_n)/1,732	see 7.103.2 b)
		Recovery voltage of any pole at the end of the recovery period deviation from three-phase average value.		±20 %
7.103.6	Transient recovery voltage (TRV)	Peak value of TRV	See Tables 13 through 19 inclusive	+10 % / 0 %
		Rate of rise of TRV		+15 % 0 %
		Time delay t_d		±20 %
7.104	Low current tests	Breaking current	See 7.104.2.1	±20 %
7.105	Minimum tripping current tests	Rated minimum tripping current	See 7.105.1	greater of ±10 % or ± 3A
		Test voltage	See 7.105.1	Low voltage

Annex F **(informative)**

Definition for the automatic circuit recloser

F.1 Definition of a recloser

IEEE Std C37.100-1992 provides the official definition of an Automatic Circuit Recloser as follows:

“A self-controlled device for automatically interrupting and reclosing an alternating-current circuit, with a predetermined sequence of opening and reclosing followed by resetting, hold-closed, or lockout operation. Note: When applicable, it includes an assembly of control elements required to detect overcurrents and control the recloser operation.”
[IEEE Std C37.100-1992] Also see 3.1.101.

An automatic circuit recloser always consists of:

- a) a switching device,
- b) a control unit, and
- c) current sensors.

Built-in voltage sensors are a relatively recent offering in some automatic circuit reclosers. The secondary voltage output of such sensors is often much less than that of traditional voltage transformers. Built-in voltage sensors can economically provide power system voltage to the control unit. This allows for more elaborate protection and control schemes beyond traditional overcurrent protection (e.g. undervoltage or overvoltage tripping, greater speed in system restoration by detecting the presence or absence of voltage on one or both sides of the switching device).

F.2 Background

The electrical grid has evolved through innovation and application of technology. Initial distribution circuits in rural areas of the US consisted primarily of circuit breakers in the substation and expulsion fuses on the distribution feeder. Many of these early overhead distribution systems consisted of long radial feeders that often stretched to distances of 80 km (50 miles) or more serving remote rural loads. Most of these developments took place in four-wire systems in which distributed protection is mandatory to address low level faults to ground, the amplitude of which could be lower than the settings of a far upstream protection device. The circuit protection on the feeder offered only limited settings due to system coordination constraints of the low fault currents, pickup settings, and existing protective devices. When a line fuse interrupted a fault on the grid, service restoration may have taken up to days to repair based upon location and service restoration plans.

System studies on overhead distribution systems report that 70 % to 80 % of faults are temporary in nature and upon successful interruption by a fault-clearing device, last only a few cycles for higher fault current levels. With minimal system coordination, a fuse operation results in an unneeded “permanent” service interruption when no “permanent” system fault or problem exists.

The automatic circuit recloser was developed in the 1940s to address this service reliability problem. Developed long before the existence of sophisticated electronic relays and controls, the recloser added an important tool for the utility to improve electrical service. The recloser offered “reclosing” after a fault interruption with low pickup settings and a variety of different time-current curves to improve system coordination. The recloser provides both temporary fault protection and avoidance of an outage, and for a permanent fault contains the outage to

a minimum area. Reclosers are designed to provide up to three reclose intervals to offer three chances to reclose, preventing a prolonged outage if the final reclose is successful.

F.3 Recloser classifications

Automatic circuit reclosers are classified on the basis of single or three phase, type of controls (hydraulic or electronic), and type of interrupter (oil, SF₆ or vacuum). Each recloser classification is required to meet the electrical and mechanical requirements and ratings as established in this document. While the expected capability of vacuum and SF₆ reclosers is 400 % of that of an oil interrupting recloser, the required design test as set forth in Table 11 is specified at only 200 % in order to limit the expense of the large number of test operations otherwise required. It is incumbent on the manufacturer to demonstrate or justify the full 400 % capability through additional tests or other extrapolation methods.

Single-phase reclosers are used for protection of single-phase lines, such as branches or taps of a three-phase feeder. They are also being used on three-phase circuits where the load is predominantly single phase. Thus, when a permanent phase-to-earth fault occurs, one phase can be locked out while service is maintained to the remaining two-thirds of the system.

Three-phase reclosers are used where lockout of all three phases is required for any permanent fault, to prevent single phasing of three-phase loads such as large three-phase motors.

F.4 Recloser operating characteristics

There are also established industry definitions and performance expectations with the following operating characteristics:

- a) Tripping and control: The tripping time is identified as the time-current curve (TCC) and includes both the control's characteristic and the mechanism operation time. This total time is called the total clearing time and will vary based upon the fault current level.
- b) Lockout function (sometimes referred to as the lock-open function): The lockout function prevents any further reclosing operations and may also be initiated by local or supervisory commands. In normal operation, an automatic circuit recloser ends up in lockout after it has operated through its total number of programmed operations and was unsuccessful in restoring power to the circuit.

Leaving (resetting) lockout involves a local or supervisory close command (closing the recloser), followed by a qualifying reset interval time (see d) below).

- c) Reclosing interval: The reclosing interval is the open time duration between trip operations and the reclose of the primary contacts. Refer to Figure 1 and Annex K. The recloser provides multiple reclose attempts, typically three, to prevent an outage. While some manufacturers have offered four reclose intervals for five trips to lockout operation sequence, the standard number of reclose intervals is three in the industry.
- d) Resetting interval: The resetting interval is the time duration after one or more operations to reset the operations to the total number of programmed operations. For a typical four-trip operation recloser, if the fault is a temporary fault, and the recloser successfully recloses on the second reclose interval, the resetting interval is the time for the recloser to return to the four trip, three reclose operating sequence.

F.5 TRV considerations

F.5.1 General

In the applications where TRV conditions are more severe than given in Table 13, Table 14, Table 15, Table 16, Table 17, Table 18, and Table 19, additional test requirements may be

required. A particular case is where the recloser is directly connected to a transformer where a fault on the secondary side results in a duty corresponding to 50 % or more of the rated short-circuit breaking current of the recloser and without appreciable additional capacitance between the recloser and the transformer or fault. This is not considered to be a normal application of a recloser.

NOTE For additional information on transformer-influenced TRV, refer to IEEE Std C37.06.1 [15] or IEC 62271-100.

F.5.2 First-pole-to-clear factor (k_{pp})

The TRV values are a function of k_{pp} . k_{pp} is a function of the distribution system earthing (grounding) and the characteristics of the switchgear itself.

a) Non-effectively earthed (grounded) neutral systems

The historic basis of rating reclosers is for a three-phase non-effectively earthed (grounded) fault using a k_{pp} of 1,5. For three-pole reclosers where the interrupter contacts part simultaneously, the TRV values in the tables are for the first pole to clear a three-phase unearthed (ungrounded) fault. $k_{pp} = 1,5$ is used making the voltage experienced by the first-pole-to-clear equal to 1,5 times line-to-neutral voltage.

For single-pole reclosers that are operated together in a three-phase installation, but where the interrupter contacts do not part simultaneously, the TRV values in the tables are for the second phase to clear a three-phase unearthed (ungrounded) fault. A "second-pole-to-clear factor" of $\sqrt{3}$ is used since the voltage experienced by the second-pole-to-clear is equal to $\sqrt{3}$ times the line-to-neutral voltage, which is the full phase-to-phase voltage (see Note 2). This accounts for the fact that with a large separation in the times at which the interrupters open, the worst case is that one interrupter sees the full phase-to-phase voltage. Examples of this condition are three independent single-phase reclosers operating in a cluster on a three-phase distribution feeder or a set of three single-phase reclosers operating from a common control (typically referred to as a triple-single recloser).

A recloser is considered to have simultaneous closing or opening capability if its pole discrepancy is equal to or less than 90°. Simultaneous operation can be achieved through electrical operation of three single-pole switches operating on a three-phase system or through mechanical joining of three single poles on a three-phase switch.

NOTE 1 The terms "ground" and "grounding" in IEEE are equivalent to the IEC terms "earth" and "earthing".

NOTE 2 Although the k_{pp} factor is referred to as the first-phase-to-clear factor, in the case of non-simultaneous opening of three single-phase reclosers or non-simultaneous opening of the three phases of a three-phase recloser, the value of u_c is based on the characteristics of the second phase to clear.

b) Solidly earthed (grounded) systems

For solidly earthed (grounded) distribution systems, $k_{pp} = 1,0$ making the voltage experienced by the first-pole-to-clear equal to 1,0 times line-to-neutral voltage.

For actual single-phase operation with a single pole recloser on a single-phase circuit, the circuit is typically connected from phase to neutral and the neutral is solidly earthed (grounded).

Although reclosers may be applied on solidly earthed (grounded) systems, the basis of rating and test requirements are for non-effectively earthed neutral systems using a first-phase-to-clear factor of 1,5 or 1,732 as explained in a) above.

c) Effectively earthed neutral systems

Some systems, including four-wire distribution circuits as frequently used in North America, are generally found to be effectively earthed (grounded) where a k_{pp} of 1,3 would be appropriate.

F.5.3 Rate of rise of recovery voltage (RRRV)

For reclosers where the rated short-circuit breaking current is $> 4\,000$ A r.m.s. and the recloser is applied in circuits connected by overhead lines, the TRV values, including the RRRV, are those specified in the power circuit breaker standards. TRV values for these applications are covered in Table 13 and Table 14.

For reclosers where the rated short-circuit breaking current is $> 4\,000$ A r.m.s., but the recloser is applied in circuits connected by cables, the TRV envelope has RRRV values that are approximately 50 % of those for overhead line applications. The added capacitance of the cables slows down the TRV. TRV values for these applications are covered in Table 15 and Table 16.

For reclosers where the rated short-circuit breaking current is $\leq 4\,000$ A r.m.s., and where the recloser is applied in circuits connected by either overhead lines or cables, the TRV values have RRRV values that are 25 % of those for line applications where the rated short-circuit breaking current is $> 4\,000$ A r.m.s., and the recloser is applied in circuits connected by overhead lines. TRV values for these applications are covered in Table 17 and Table 18.

NOTE 1 In Tables 13 through 16, the TRV values are essentially the same as those specified in the power circuit breaker standards IEEE Std C37.04b [22], IEEE Std C37.06 [23] and IEC 62271-100.

NOTE 2 The RRRV values for applications where the rated short-circuit breaking current is $\leq 4\,000$ A r.m.s. are derived from the fuse standard C37.41-2000 [24].

Annex G (informative)

Basis of derivation of duty factors and standard operating duties

G.1 General

NOTE This annex is adapted from IEEE Std C37.61-1973 [25] Appendix C.

The historical basis on which the standard operating duty test for automatic circuit reclosers was developed is the empirical curve shown in Figure G.1 for Type 1 (oil) reclosers. With the advent of reclosers using vacuum and SF₆ interrupters, the empirical curve for Type 2 reclosers was added in the 1981 edition of IEEE C37.60 recognizing the increased capability of these two technologies.

The total operating duty factor for automatic circuit reclosers as shown in Figure G.1 is a function of the interrupting rating. The operating duty at the three test currents (T20, T50 and T100) used in the standard operating duty tests is apportioned as shown in Table G.1.

Table G.1 – Apportionment of operating duty

Duty-cycle test current percentage of symmetrical interrupting current rating	Percentage of total operating duty factor – oil interrupters	Percentage of total operating duty factor – vacuum and SF ₆ interrupters
100	50	40
50	37,5	50
20	12,5	10

G.2 Standard operating duty

The standard operating duty is based on the empirical equation:

$$\text{Operating duty} = (\text{interrupting current})^{1,5} \times (\text{number of operations})$$

The number of unit operations at each test current of the standard operating duty test is calculated by dividing the total duty factor at the test current by the operating duty per interruption, where the operating duty per interruption is equal to $I^{1,5}$.

NOTE $I^{1,5} = (I) \times \sqrt{I}$.

This number is rounded off to the nearest multiple of four operations, except at maximum interrupting rating, when this approximation may distort the distribution greatly. At maximum interrupting, the nearest even number of operations should be used.

After the unit operations at each test current have been determined, the total standard duty cycle is recalculated. If necessary, adjustments in the number of unit operations (in multiples of four operations) at the 20 % and 50 % test currents were made to bring the total duty factor close to the empirical value determined from the curve of Figure G.1.

Example: Assume an oil circuit recloser having a symmetrical interrupting rating of 8 000 A at rated maximum voltage. From the curve of Figure G.1, the total duty factor should be $1\,470 \times 10^4$.

The duty factor apportioned to each test current will be as illustrated in Table G.2.

Table G.2 – Example of apportionment of operating duty factor

Duty cycle test current A	Operating duty 10 ⁴
8 000 (100 %)	735 (50 %)
4 000 (50 %)	551 (37,5 %)
1 600 (20 %)	184 (12,5 %)
	1 470 (100 %)

The operating duty per interruption is calculated as illustrated in Table G.3.

Table G.3 – Example – Operating duty per interruption

Test current A	Calculation	Operating duty per unit operation 10 ⁴
8 000	(8 000) ^{1,5}	71,6
4 000	(4 000) ^{1,5}	25,3
1 600	(1 600) ^{1,5}	6,4

The number of unit operations at each test current is calculated as follows and as illustrated in Table G.4:

$$\text{No. of unit operations} = \frac{\text{Total duty factor at the test current}}{\text{Duty factor per operation}}$$

Table G.4 – Example – Unit operations at test current levels

Test current A	Calculation	Unit operations	Operations rounded off
8 000	735/71,6	10,3	10
4 000	551/25,3	21,8	20
1 600	184/6,4	28,8	28

Recalculating the total duty factor, the final result is shown in Table G.5.

Table G.5 – Example – Duty factor

Test current A	Operating duty factor per operation 10^4	Number of operations	Operating duty factor 10^4
8 000	71,6	10	716
4 000	25,3	20	505
1 600	6,4	28	179
			1 400

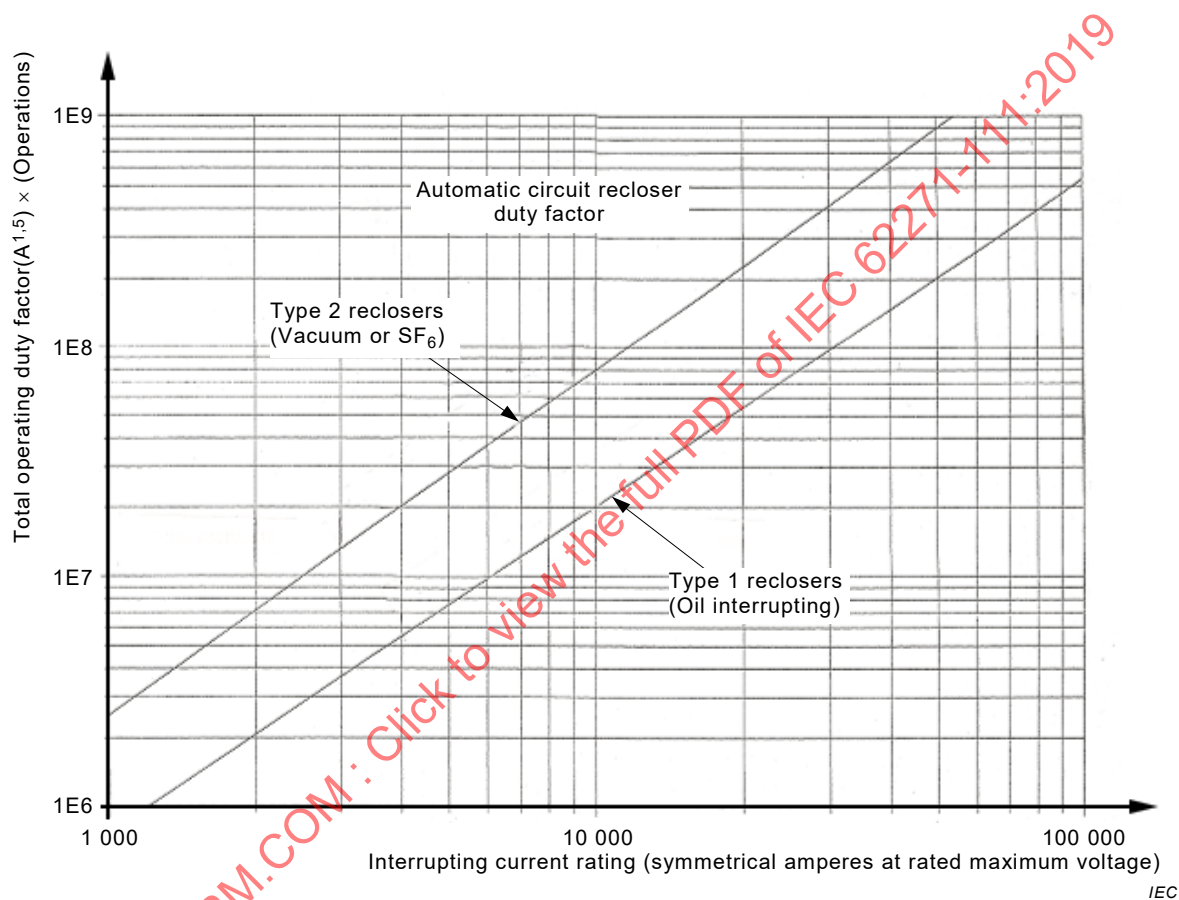


Figure G.1 – Recloser duty factors

Annex H (normative)

Ratings for oil interrupting reclosers and hydraulically controlled reclosers

H.1 General

Most reclosers designed prior to 1960 were series-trip reclosers that were hydraulically controlled. Furthermore, most reclosers designed in this period used oil interrupters. Later designs introduced electronic controls and other interrupting technologies, including vacuum and SF₆.

Annex H provides the rating structure unique to these traditional recloser designs, recognizing that hydraulically controlled reclosers using either oil or vacuum interrupters continue to be manufactured and installed in some countries.

The design and construction requirements for hydraulically controlled series-trip and oil interrupting reclosers are given in Clause 6 as applicable.

The type (design) tests for hydraulically controlled series-trip and oil interrupting reclosers are given in Clause 7 as applicable except that the performance characteristics are specified in Table H.3 and Table H.4.

H.2 Rating structure for hydraulically controlled series-trip and oil interrupting reclosers

H.2.1 General

The ratings of hydraulically controlled series-trip and oil interrupting reclosers are given in Clause 5 except as specified in H.2.2, H.2.3, H.2.4 and H.2.5.

H.2.2 Rated maximum voltage

The rated maximum voltage indicates the upper limit of the highest voltage of the system for which reclosers are intended to operate.

The preferred values of rated voltage of hydraulically controlled series-trip reclosers and oil interrupting are those shown in column 2 of Table H.3 and Table H.4.

H.2.3 Rated continuous (normal) current (I_r)

Subclause 5.4.1 of IEC 62271-1:2017 is not applicable.

The preferred ratings for the continuous (normal) current of hydraulically controlled reclosers and oil interrupting reclosers are those shown in Table H.1.

Table H.1 – Preferred continuous (normal) current ratings for hydraulically controlled series-trip and oil interrupting reclosers

Recloser	Preferred continuous (normal) current ratings		
	A		
Hydraulically controlled series-trip reclosers	5	35	200
	10	50	280
	15	70	400
	25	100	560
	140		
Oil interrupting shunt-trip reclosers	50	280	560
	100	400	1 120

H.2.4 Rated minimum tripping current for hydraulically controlled series-trip reclosers

The preferred rated minimum tripping current for hydraulically controlled series-trip reclosers shall be 1,5 to 2,0 times the continuous (normal) current rating with a tolerance of $\pm 10\%$.

H.2.5 Rated short-circuit breaking current for hydraulically controlled series-trip reclosers and oil interrupting reclosers

The preferred rated short-circuit breaking currents are given in Table H.2 for hydraulically controlled series-trip reclosers and column 4 of Table H.3 and Table H.4 for oil interrupting shunt-trip reclosers.

The rated short-circuit breaking current shall be based on the capability of the reclosers to interrupt the corresponding asymmetrical current in circuits having X/R values as given in columns 5, 7, and 9 of Table H.3 and Table H.4 and with a power-frequency recovery voltage equal to the rated maximum voltage and with transient recovery voltages as defined in the TRV tables in 7.103.6.

H.2.6 Rated symmetrical making current

The rated making current shall be the peak value of the rated short-circuit breaking current, with maximum asymmetry corresponding to the X/R ratio in column 9 of Table H.3 and Table H.4.

H.2.7 Rated operating sequence

The rated operating sequence for oil interrupting reclosers shall be:

$$O - t - CO - t' - CO - t' - CO$$

where:

O represents an opening operation;

CO represents a closing operation followed by an opening operation with a time delay controlled by the automatic control of the device.

$t = 2$ s maximum and $t' = 5$ s maximum representing the rapid reclosing interval of the device controlled by the automatic control of the device.

The operating sequence and reclosing intervals represent the required capability of the device and shall be demonstrated in the standard operating duty test specified in 7.103.4. Other operating sequences, delays and dead times may be available for selection by the user.

H.3 Special test considerations for hydraulically controlled series-trip reclosers – Measurement of resistance of main circuit

See 7.4.4. Some hydraulically controlled reclosers have a rated continuous (normal) current rating well below 100 A where a resistance measurement at 50 A is not possible.

The current during the test shall be between 25 % and 50 % of the rated continuous (normal) current or 50 A (DC), whichever is lower. Higher current levels may be used if allowed by the manufacturer. In cases where the resistance measurement according to 7.4.4 are required, the measured resistances after the test shall not differ by more than 20 % from the pre-test resistance.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62271-111:2019

Table H.2 – Preferred values for short-circuit breaking current rating of hydraulically controlled series-trip reclosers

	Short-circuit breaking current rating, A						
	Single phase reclosers						
Continuous (normal) current rating A	Recloser line number (column 1, Table H.3)						
	1	2	3	4	5	6	7
	Rated maximum voltage, kV						
	15	15,5	15,5	15,5	27,0	27,0	38,0
5	125	200	--	--	200	--	--
10	250	400	--	--	400	--	--
15	375	600	--	--	600	--	--
25	625	1 000	1 500	--	1 000	--	--
35	875	1 400	2 100	--	1 400	--	--
50	1 250	2 000	3 000	--	2 000	3 000	--
70	--	2 000	4 000	--	2 500	4 000	--
100	--	2 000	4 000	6 000	2 500	4 000	6 000
140	--	--	4 000	8 400	--	4 000	8 000
200	--	--	4 000	10 000	--	4 000	8 000
280	--	--	4 000	10 000	--	4 000	8 000
400	--	--	--	10 000	--	--	8 000
560	--	--	--	10 000	--	--	8 000
Continuous (normal) current rating A	Three-phase reclosers						
	Recloser line number (column 1, Table H.4)						
	1	2	3	4	5 & 9	8	13
	Rated maximum voltage, kV						
	15	15,5	15,5	15,5	15,5 & 27	27	38
5	125	200	--	--	--	200	--
10	250	400	--	--	--	400	--
15	375	600	--	--	--	600	--
25	625	1 000	1 500	1 500	--	1 000	1 500
35	875	1 400	2 100	2 100	--	1 400	2 100
50	1 250	2 000	3 000	3 000	--	2 000	3 000
70	--	2 000	4 000	4 000	--	2 500	4 200
100	--	2 000	4 000	4 000	6 000	2 500	6 000
140	--	--	4 000	4 000	8 000	--	6 000
200	--	--	4 000	4 000	8 000	--	6 000
280	--	--	4 000	4 000	8 000	--	6 000
400	--	--	--	4 000	8 000	--	6 000
560	--	--	--	--	8 000	--	--
NOTE Performance characteristics are the same as shown in Table H.3 and Table H.4 for the same line number.							

Table H.3 – Preferred values for rated short-circuit breaking current, and performance characteristics of single-phase oil interrupting reclosers

Standard operating duty ^a										
Current ratings				Percentage of interrupting rating						
				15 to 20		45 to 55		90 to 100		
Line no.	Rated max. voltage kV	Continuous (normal)	Symmetrical interrupting	X/R ^b	Number of unit operations	X/R ^b	Number of unit operations	X/R ^b	Number of unit operations	Total number of unit operations
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7	Col. 8	Col. 9	Col. 10	Col. 11
		Single-phase reclosers								
1	15	50	1 250	2	40	4	40	8	20	100
2	15,5	100	2 000	2	32	5	24	10	12	68
3	15,5	280	4 000	3	32	6	20	12	12	64
4	15,5	560	10 000	4	28	8	20	^c	10	58
5	27	100	2 500	2	32	5	24	12	12	68
6	27	280	4 000	3	32	6	20	13	12	64
7	38	560	8 000	4	28	8	20	^c	10	58

^a These are performance characteristics specified as test requirements in this document.

^b For test purposes, X/R values are minimum values. Refer to 5.102 and 7.103.2.

^c Ref. column 9: X/R = 14 for 50 Hz and 17 for 60 Hz for a time constant of 45 ms.

Table H.4 – Preferred values for rated short-circuit breaking current, and performance characteristics of three-phase oil interrupting reclosers

Current ratings			Standard operating duty ^a						
			Percentage of interrupting rating						
			15 to 20		45 to 55		90 to 100		Total number of unit operations
Line no.	Rated max. voltage kV	Continuous (normal)	Symmetrical interrupting	X/R ^b	Number of unit operations	X/R ^b	Number of unit operations	X/R ^b	
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7	Col. 8	Col. 9	Col. 10
Three-phase reclosers									
1	15	50	1 250	2	40	4	40	8	20
2	15,5	100	2 000	2	32	5	24	10	12
3	15,5	280	4 000	3	32	6	20	12	12
4	15,5	400							
5	15,5	560	8 000	3	28	7	20	^c	10
6	15,5	560	16 000	4	28	8	20	^c	10
7	15,5	1 120							
8	27	100	2 500	2	32	5	24	12	12
9	27	560	8 000						
10	27	560	10 000	4	28	8	20	^c	10
11	27	1 120	8 000						
12	27	560	12 000						
13	38	400	6 000	4	28	8	24	^c	10
14	38	560	8 000	4	28	8	20	^c	10

^a These are performance characteristics specified as test requirements in this document.

^b For test purposes, X/R values are minimum values. Refer to 5.102 and 7.103.2.

^c Ref. column 9: X/R = 14 for 50 Hz and 17 for 60 Hz for a time constant of 45 ms.

Annex I (informative)

Standard methods for determining the values of a sinusoidal current wave and a power-frequency recovery voltage

I.1 General

NOTE Material in Annex I has been taken from IEEE Std C37.09-1999; similar material can be found in IEC 62271-1.

Annex I describes methods for measuring oscillograms to determine the transient currents in a short circuit and the power-frequency recovery voltages following the interruption of a short circuit. These include:

- a) the r.m.s. or effective value, measured from the envelope of an asymmetrical sinusoidal wave at a time such as the time of the maximum peak of the time of contact parting;
- b) the r.m.s. value of a short-circuit current over several cycles; and
- c) the r.m.s. value of a power-frequency recovery voltage following circuit interruption.

The methods described in Annex I can be used if digital equipment does not provide the proper computation.

I.2 Currents

I.2.1 Significance of r.m.s. values used in the standards on AC high-voltage reclosers

RMS values of sinusoidal currents vary with the time over which the square of the current is integrated. For the purpose of current measurements on AC high-voltage reclosers, a r.m.s. value is used that varies with the values of the components determined from the envelope of the current wave.

When a current is specified as a r.m.s. value at a given instant determined from the envelope of the current wave, the DC component and the peak-to-peak value of the AC component are assumed to remain constant at the values existing at the given instant, and the integration is made over a time of one cycle.

When a current is specified as an r.m.s. value over a time of several cycles, the integration may be based on the instantaneous values of current over this time or, more easily, the r.m.s. current may be determined by the method in I.2.4.

I.2.2 Classification of current wave

Sinusoidal waves may be divided into those that are symmetrical about the zero axis and those that are asymmetrical with respect to the zero axis.

I.2.3 RMS value of a symmetrical sinusoidal wave at a particular instant

A symmetrical sinusoidal wave has a r.m.s. value equal to its peak-to-peak value divided by 2,828.⁶

⁶ The value of 2,828 is equal to $2\sqrt{2}$.

To determine the r.m.s. value (B) at a given instant (t), draw the envelope of the current wave (through the centre of the trace), determine, using the envelope, the equivalent peak-to-peak value, A , at the given instant and divide by 2,828 (see Figure I.1).

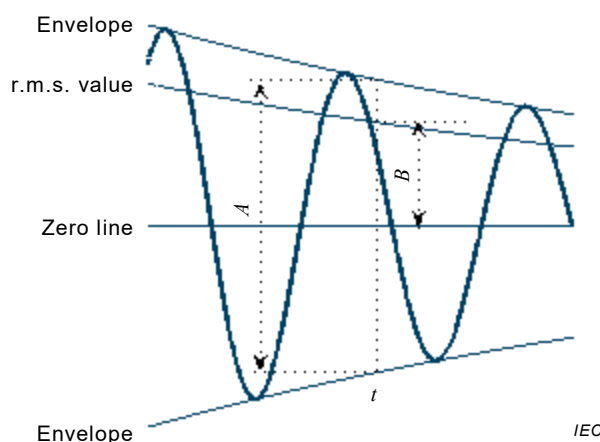


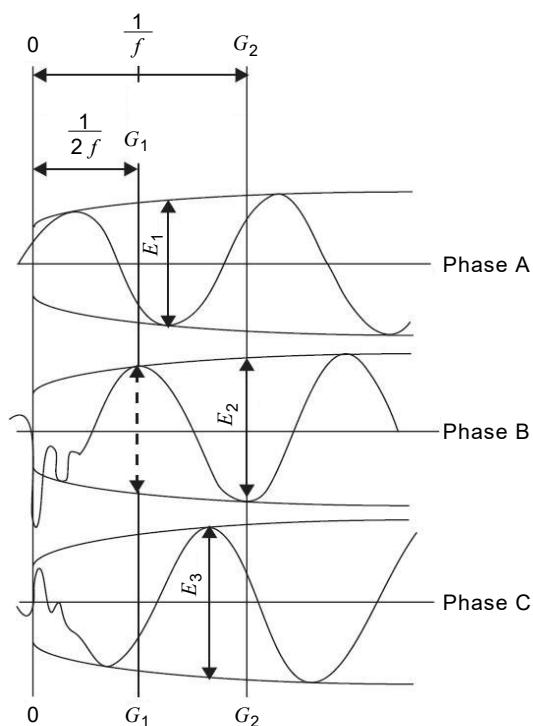
Figure I.1 – Measurement of the r.m.s. value of a symmetrical wave

I.2.4 Measurement of the r.m.s. value of a current during a short circuit of several cycles duration

The measurement method given in IEC 62271-1-2017 (Annex B) is applicable.

I.3 Power-frequency recovery voltage

The power-frequency recovery voltage shall be determined from the envelope of each voltage wave at a point in time coincident with that peak that occurs more than a half-cycle and not more than one cycle after final arc extinction in the last phase to clear. The power frequency phase-to-phase recovery voltage for a three-phase short circuit shall be taken as 1,73 times the average of the three values obtained in this manner for the three voltage waves (see Figure I.2).



Phase A = first pole-to-clear

OO is the instant of final arc extinction

G_1G_1 is the instant after interval $1/(2f)$ from OO

G_2G_2 is the instant after interval $1/(2f)$ from OO

f is the power frequency

$\frac{E_1}{2,828}$ is the power frequency recovery voltage, phase A

$\frac{E_2}{2,828}$ is the power frequency recovery voltage, phase B

$\frac{E_3}{2,828}$ is the power frequency recovery voltage, phase C

IEC

Average power frequency pole-unit recovery voltage

$$= \frac{\frac{E_1}{2,828} + \frac{E_2}{2,828} + \frac{E_3}{2,828}}{3}$$

Power frequency phase-to-phase recovery voltage

$$= \sqrt{3(\text{Average power frequency pole unit recovery voltage})}$$

Figure I.2 – Determination of the power-frequency pole unit recovery voltage

Annex J (normative)

Altitude correction factors

J.1 General

The altitude correction factors used in this document are based on two factors. The first factor is that experience has demonstrated that the insulation withstand voltage test values specified in 4.3 have enough margin to safely use equipment up to about 1 000 m without further consideration. The second factor is the actual physics of the behaviour of the insulation withstand level of external insulation that is approximated by the formula given in Figure J.1. This formula recognizes that, irrespective of any safety margin, the insulation withstand level of external insulation decreases with increasing altitude beginning at sea level, not at 1 000 m.

The user is cautioned that if no altitude correction factor is applied, the safety factor built into the standard insulation withstand voltage values is reduced as the altitude increases to 1 000 m.

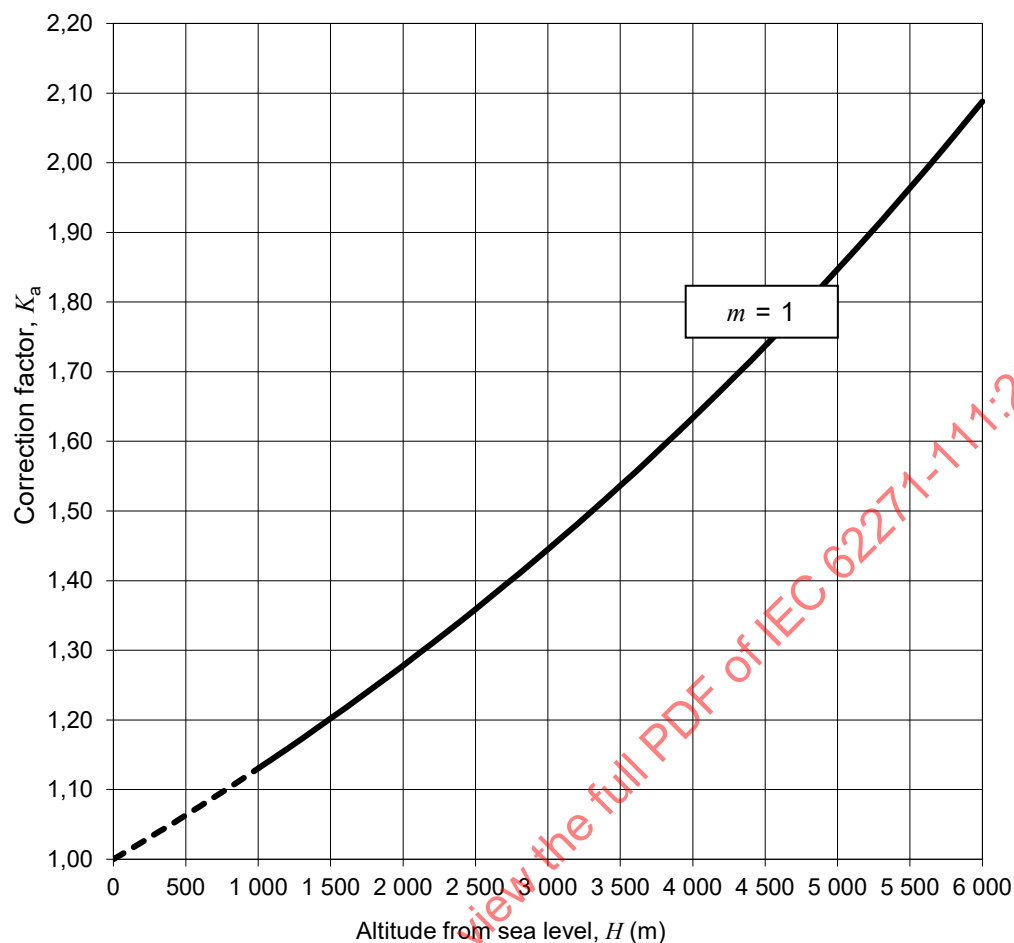
The background of the formula in Figure J.1 is given in IEEE Std 4 and IEC 60071-2:2018.

J.2 Altitude correction factors

The altitude correction factors for application of reclosers above 1 000 m shall be taken from Figure J.1.

NOTE In recent years, the industry has recognized the fact that different correction methods exist in use today. These differences exist in the literature as well as both the IEEE and IEC standards. Recognizing the need for a unified or common approach to altitude correction, CIGRÉ Working Group C1-50 was formed to review current knowledge and, if possible, to propose a unified method.

In the meantime, until a new method is proposed and agreed upon, IEC 62271-111/IEEE Std C37.60 will continue to specify the method for altitude correction factors in the latest edition. Figure J.1 has been simplified for this document by limiting the graph to a single value of “m” since the recloser standard is limited to a maximum design voltage of 38 kV with insulation withstand tests using power frequency and lightning impulse voltage waves, i.e. it does not include switching impulse tests.



The altitude correction factor can be calculated with the following formula taken from 6.2.2 of IEC 60071-2:2018:

$$K_a = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)}$$

where

H is the altitude, in m;

m is taken as a fixed value in each case for simplification as follows:

$m = 1$ for power-frequency, lightning impulse, and phase-to-phase switching impulse voltages

Figure J.1 – Altitude correction factors

Annex K (informative)

Comparison of definitions related to the unit operation

K.1 General

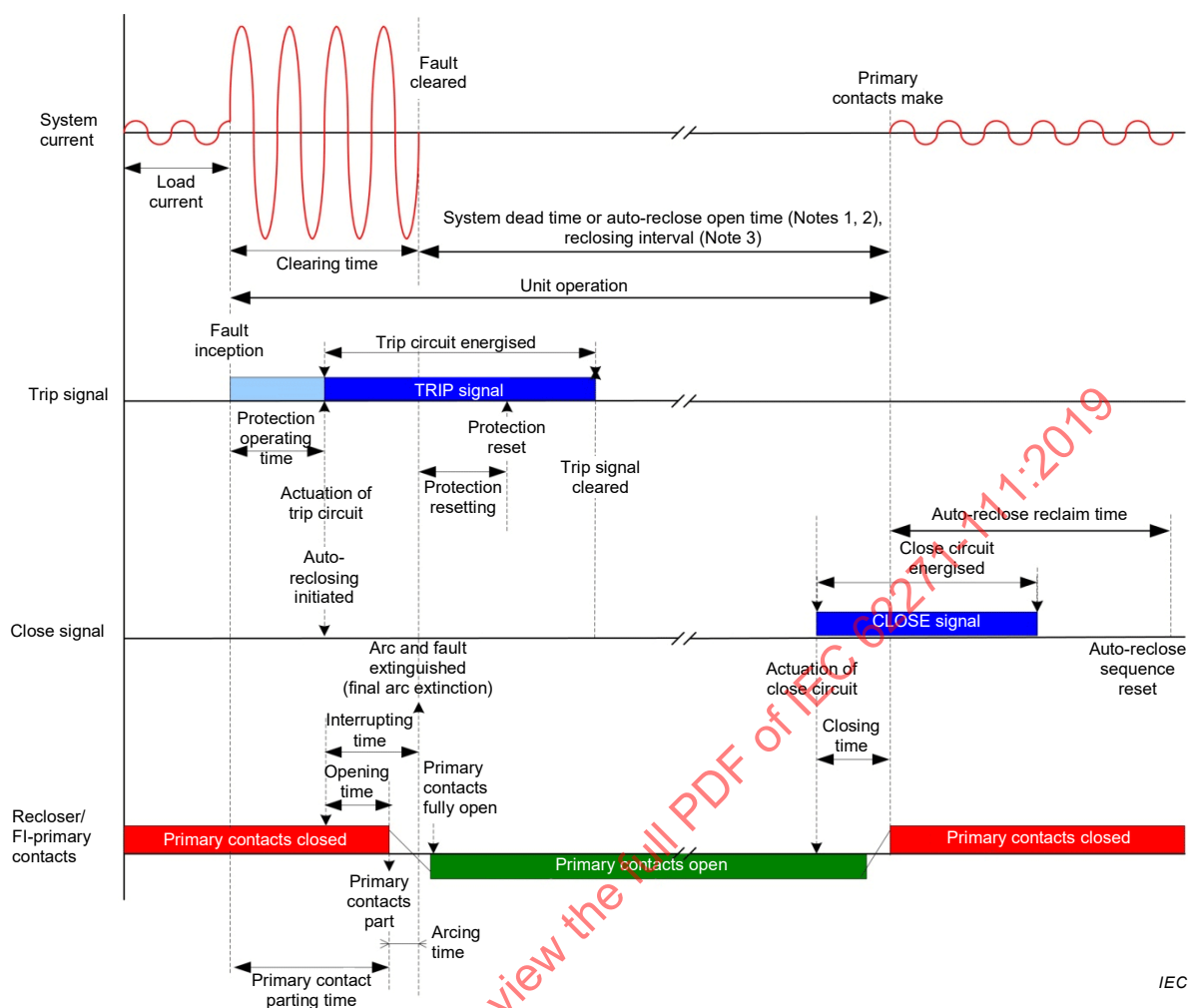
The unit operation as defined in 3.1.113 and illustrated in Figure 1 is simplified for the purposes of this document for an automatic circuit recloser. Some of the time intervals shown in Figure 1 are identical to similar terms used in relay communities of both IEEE and IEC. In an effort to promote a better understanding of the various terms in use, Annex K presents a comparison of terms as used in this document and in IEC.

K.2 Broader reclose operation

A broader view of a full reclose operation is shown in Figure K.1. This figure illustrates many more terms and time intervals associated with a full open – X s – close-open operation. Table K.1 provides a comparison of the terms as used in this document, Figure 1 and as used in relay standards.

Table K.1 – Comparison of terms

Term designation	Alternate term designation	Point or Interval (P or I) ^a	Explanation
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4
Fault inception	Initiation of short circuit	P	
Protection operating time	Release delay	I	
Actuation of trip circuit	Trip circuit energized, Protection output raised	P	Start of the opening command
Trip circuit energized		I	Duration while the control unit (controller) issues a trip signal
Auto reclosing initiated		P	Starts the Auto Reclose function of the control device
Opening time		I	Duration after actuation of trip circuit until the contacts part (see Figure 1 and Figure K.1)
Primary contact parting time	Contact parting time	I	Duration after fault inception until the contacts part (see Figure 1 and Figure K.1)
Primary contacts part		P	Primary contacts part and cause an arc, primary current not interrupted yet
Arcing time		I	The arcing time terminates when the primary current crosses zero and extinguishes. NOTE The primary contacts may not reach the final open position at this time.
Clearing time	Fault clearing time	I	Duration from fault inception until fault cleared
Interrupting time		I	Duration after actuation of trip circuit until the fault is cleared
Fault cleared	Final arc extinction	P	Marks the end of clearing time
Primary contacts fully open		P	Primary contacts have reached the open position
Protection resetting		I	Duration for the control device to reset after the fault has cleared
Protection reset		P	Marks the end of protection resetting
Trip signal cleared		P	Marks the instant when the control unit clears the trip signal
Auto-reclose open interval time	Auto-reclose dead time delay, reclosing interval	I	This time is set at the control unit (controller), interval of zero current between the open and the reclose operations
Actuation of close circuit	Auto-reclose close output raised	P	Start of closing command
Unit operation	Clearing time plus auto reclose open time	I	Duration from fault inception until primary contact make following auto reclose
^a Each term designates a point (P) in time or a time interval (I) of time as noted in column 3. NOTE The purpose of this table is to help in the interpretation of Figure K.1. The definitions given may not be in complete accordance with the official IEEE or IEC dictionary of terms.			



NOTE 1 Figure reflects a single-phase radial power line for simplification.

NOTE 2 Reference IEC 60050-448:1995 [26], 448-16-09.

NOTE 3 Reference Figure 1 and 3.1.113.

Figure K.1 – Illustration of auto-reclose operation

Annex L (informative)

Corrosion protection

L.1 General

Equipment covered by this document is often placed in harsh environments including submersible vaults and coastal areas subjected to salt air. While it is beyond the scope of this document to specify specific requirements for these environments, references to other standards that treat this subject are provided together with a list of design areas that should be considered.

L.2 Reference documents

The following references are included in Clause 2 or the Bibliography. They are repeated here for convenience. Test procedures are included in some of these references.

- IEC TS 62271-304, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 304: Design classes for indoor enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV to be used in severe climatic conditions* [27]
- IEC 60529, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)* [28]
- IEC 62208, *Empty enclosures for low-voltage switchgear and controlgear assemblies – General requirements* [29]
- IEEE Std C57.12.28, *IEEE Standard for Pad Mounted Equipment – Enclosure Integrity* [4]
- IEEE Std C57.12.29, *IEEE Standard for Pad-Mounted Equipment – Enclosure Integrity for Coastal Environments* [30]
- IEEE Std C57.12.30, *IEEE Standard for Pole-Mounted Equipment – Enclosure Integrity for Coastal Environments* [31]
- IEEE Std C57.12.31, *IEEE Standard for Pole Mounted Equipment – Enclosure Integrity* [32]

L.3 Other considerations

Other considerations for submersible and coastal environments include:

- protection against dissimilar metal contact;
- use of cathodic protection systems with replaceable protection anodes in the event that the primary coating system is damaged;
- use of high alloy stainless steel or galvanized steel;
- special consideration for earthing (grounding) wires and earth connections.

Bibliography

- [1] IEEE Std C37.40™, *IEEE Standard Service Conditions and Definitions for High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories*
- [2] IEC 60282-2, *High-voltage fuses – Part 2: Expulsion fuses*
- [3] Accredited Standards Committee C2-2012, *National Electrical Safety Code® (NESC®)*
- [4] IEEE Std C57.12.28™, *IEEE Standard for Pad-Mounted Equipment – Enclosure Integrity*
- [5] IEEE C37.66-2005™, *IEEE Standard Requirements for Capacitor Switches for AC Systems (1 kV to 38 kV)*
- [6] IEEE Std 386™, *IEEE Standard for Separable Insulated Connector Systems for Power Distribution Systems above 600 V*
- [7] IEEE Std 400.2™, *IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VFL)*
- [8] IEC 60255-151, *Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for over/under current protection*
- [9] IEC 60059, *IEC standard current ratings*
- [10] IEC 60073, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Coding principles for indicators and actuators*
- [11] IEC 60417, *Graphical symbols for use on equipment* (available at: <http://www.graphical-symbols.info/equipment>)
- [12] IEC 60502 (all parts), *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)*
- [13] IEC TR 62271-306, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 306: Guide to IEC 62271-100, IEC 62271-1 and other IEC standards related to alternating current circuit-breakers*
- [14] Kirkland Smith, R.: *Vacuum Interrupter Impulse Voltage Testing Procedures Should Recognize Initial Breakdowns as Reconditioning Events*, CIREN, 1999, 1/23
- [15] IEEE Std C37.06.1™, *IEEE Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis – Designated “Definite Purpose for Fast Transient Recovery Voltage Rise Times*
- [16] CAN/CSA C22.2 No. 31, *Switchgear Assemblies; Industrial Products*
- [17] IEEE Std C62.11™, *IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV)*

- [18] IEC 62271-200, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV*
- [19] IEEE Std C37.20.7™, *IEEE Guide for Testing Medium-Voltage Metal-Enclosed Switchgear for Internal Arcing Faults*
- [20] IEEE Std C37.90.2™, *IEEE Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers*
- [21] IEEE Std C37.90.3™, *IEEE Standard Electrostatic Discharge Tests for Protective Relays*
- [22] IEEE Std C37.04b™, *IEEE Standard for Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*
- [23] IEEE Std C37.06™, *IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis – Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages above 1000 V*
- [24] IEEE Std C37.41™-2000, *IEEE Standard Design Tests for High-Voltage (>1 000 V) Fuses, Fuse and Disconnecting Cutouts, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Fuse Links and Accessories Used with These Devices*
- [25] ANSI C37.61-1973, *IEEE Standard Guide for the Application, Operation and Maintenance of Automatic Circuit Reclosers*
- [26] IEC 60050-448:1995, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 448: Power system protection*
- [27] IEC TS 62271-304, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 304: Design classes for indoor enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV to be used in severe climatic conditions*
- [28] IEC 60529, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*
- [29] IEC 62208, *Empty enclosures for low-voltage switchgear and control gear assemblies – General requirements*
- [30] IEEE Std C57.12.29™, *IEEE Standard for Pad-Mounted Equipment – Enclosure Integrity for Coastal Environments*
- [31] IEEE Std C57.12.30™, *IEEE Standard for Pole-Mounted Equipment – Enclosure Integrity for Coastal Environments*
- [32] IEEE Std C57.12.31™, *IEEE Standard for Pole Mounted Equipment – Enclosure Integrity*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62271-111:2019

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	142
1 Domaine d'application	145
2 Références normatives	145
3 Termes et définitions	146
3.1 Termes généraux	146
3.2 Ensembles d'appareillages	149
3.3 Parties d'ensembles	149
3.4 Appareils de connexion	149
3.5 Parties d'appareillage	149
3.6 Manœuvre	149
3.7 Grandeurs caractéristiques	150
3.8 Index des définitions	151
4 Conditions normales et spéciales de service	152
4.1 Conditions normales de service	152
4.1.1 Généralités	152
4.1.2 Appareillage pour l'intérieur	152
4.1.3 Appareillage pour l'extérieur	152
4.2 Conditions spéciales de service	152
4.2.1 Généralités	152
4.2.2 Altitude	152
4.2.3 Exposition à la pollution	153
4.2.4 Température et humidité	153
4.2.5 Exposition aux vibrations, chocs ou basculements anormaux	153
4.2.6 Vitesse du vent	153
4.2.7 Autres paramètres	153
5 Caractéristiques assignées	153
5.1 Généralités	153
5.2 Tension assignée (U_r)	154
5.3 Niveau d'isolement assigné	155
5.4 Fréquence assignée (f_r)	156
5.5 Courant permanent assigné (I_r)	156
5.6 Courant de courte durée admissible assigné (I_k)	156
5.7 Valeur de crête du courant admissible assignée (I_p)	157
5.8 Durée de court-circuit assignée (t_k)	157
5.9 Tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de commande (U_a)	157
5.9.1 Généralités	157
5.9.2 Tension d'alimentation assignée (U_a)	157
5.10 Fréquence d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de commande	158
5.11 Pression d'alimentation assignée en gaz comprimé pour les systèmes à pression entretenue	158
5.101 Courant minimal de déclenchement assigné ($I_{>min}$)	158
5.102 Courant coupé assigné en court-circuit (I_{sc})	158
5.103 Courant établi assigné en court-circuit	159

5.104	Séquence assignée de manœuvres	159
5.105	Facteur assigné de premier pôle	159
5.106	Courants d'interruption assignés de ligne à vide (I_l) et de câble à vide (I_C)	160
6	Conception et construction	160
6.1	Exigences pour les liquides utilisés dans l'appareillage	160
6.2	Exigences pour les gaz utilisés dans l'appareillage	161
6.3	Mise à la terre de l'appareillage	161
6.4	Équipements et circuits auxiliaires et de commande	161
6.4.1	Généralités	161
6.4.2	Protection contre les chocs électriques	161
6.4.3	Composants installés dans les enveloppes	162
6.5	Manœuvre dépendante à source d'énergie extérieure	162
6.6	Manœuvre à accumulation d'énergie	162
6.6.1	Généralités	162
6.6.2	Accumulation d'énergie dans des réservoirs de gaz ou dans des accumulateurs hydrauliques	163
6.6.3	Accumulation d'énergie à l'aide de ressorts (ou de poids)	163
6.6.4	Accumulation d'énergie par une manœuvre manuelle	164
6.6.5	Accumulation d'énergie par servomoteur	164
6.6.6	Accumulation d'énergie dans des condensateurs	164
6.7	Manœuvre indépendante sans accrochage mécanique (manœuvre indépendante manuelle ou manœuvre indépendante à source d'énergie extérieure)	164
6.8	Organes de commande à manœuvre manuelle	164
6.9	Fonctionnement des déclencheurs	164
6.9.1	Généralités	164
6.9.2	Déclencheur shunt de fermeture	164
6.9.3	Déclencheur shunt d'ouverture	165
6.9.4	Fonctionnement des déclencheurs shunt à l'aide de condensateurs	165
6.9.5	Déclencheur à minimum de tension	165
6.10	Indication de la pression/du niveau	165
6.11	Plaques signalétiques	165
6.12	Dispositifs de verrouillage	167
6.13	Indicateur de position	167
6.14	Degrés de protection procurés par les enveloppes	167
6.14.1	Généralités	167
6.14.2	Protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses et protection du matériel contre la pénétration de corps solides étrangers (codification IP)	167
6.14.3	Protection contre la pénétration d'eau (codification IP)	168
6.14.4	Protection du matériel contre les impacts mécaniques dans les conditions normales de service (codification IK)	168
6.15	Lignes de fuite pour les isolateurs d'extérieur	168
6.16	Étanchéité au gaz et au vide	168
6.17	Étanchéité des systèmes de liquide	168
6.18	Risque de feu (inflammabilité)	168
6.19	Compatibilité électromagnétique (CEM)	168

6.20	Émission de rayons X	168
6.21	Corrosion	168
6.22	Niveaux de remplissage pour l'isolement, la coupure et/ou la manœuvre	169
6.101	Construction du réservoir: disjoncteurs à réenclenchement submersibles ou à chambre sèche	169
6.101.1	Matériau du réservoir et fini	169
6.101.2	Piégeage de l'eau	169
6.101.3	Support du réservoir	169
6.101.4	Oreilles de levage	169
6.102	Compteurs	169
6.103	Dimensions de bornes de conducteur	169
7	Essais de type	169
7.1	Généralités	169
7.1.1	Principes fondamentaux	169
7.1.2	Informations pour l'identification des objets d'essai	170
7.1.3	Informations à inclure dans les rapports d'essais de type	170
7.1.101	Conditions d'essai	171
7.2	Essais diélectriques	172
7.2.1	Généralités	172
7.2.2	Conditions de l'air ambiant pendant les essais	172
7.2.3	Modalités des essais sous pluie	172
7.2.4	Disposition de l'appareil	172
7.2.5	Conditions de réussite des essais	172
7.2.6	Application de la tension d'essai et conditions d'essai	173
7.2.7	Essais de l'appareillage de $U_r \leq 245$ kV	173
7.2.8	Essais de l'appareillage de $U_r > 245$ kV	174
7.2.9	Essais de pollution artificielle pour les isolateurs d'extérieur	174
7.3	Essai de tension de perturbation radioélectrique (RIV)	174
7.4	Mesurage de la résistance	174
7.4.1	Mesurage de la résistance des contacts auxiliaires de classes 1 et 2	174
7.4.2	Mesurage de la résistance des contacts auxiliaires de classe 3	174
7.4.3	Essai de continuité électrique des parties métalliques reliées à la terre	174
7.4.4	Mesurage de la résistance des contacts et des connexions dans le circuit principal sous forme de vérification d'état	174
7.5	Essais au courant permanent	174
7.5.1	État de l'objet d'essai	174
7.5.2	Disposition de l'appareil	174
7.5.3	Valeurs du courant d'essai et de sa durée	175
7.5.4	Mesurage de la température pendant l'essai	175
7.5.5	Résistance du circuit principal	176
7.5.6	Conditions de réussite des essais	176
7.6	Essais au courant de courte durée admissible et à la valeur de crête du courant admissible	176
7.7	Vérification de la protection	176
7.8	Essais d'étanchéité	176
7.9	Essais de compatibilité électromagnétique (CEM)	177
7.10	Essais complémentaires sur les circuits auxiliaires et de commande	177

7.11	Essai des rayonnements X pour les ampoules à vide	177
7.101	Essais de coupure de courant de ligne à vide et de courant de câble à vide	177
7.101.1	Généralités	177
7.101.2	Caractéristiques des circuits d'alimentation	177
7.101.3	Mise à la terre du circuit d'alimentation	178
7.101.4	Caractéristiques du circuit capacitif à commuter	178
7.101.5	Forme d'onde du courant	179
7.101.6	Tension d'essai	179
7.101.7	Courant d'essai	179
7.101.8	Séquences d'essais	179
7.101.9	Conditions de réussite des essais	181
7.102	Pouvoir de fermeture	181
7.102.1	Procédure d'essai	181
7.102.2	Critères de réussite des essais de courant établi	182
7.103	Essais de courant coupé assigné en court-circuit	182
7.103.1	Généralités	182
7.103.2	Performances de coupure	183
7.103.3	Vérification du courant coupé en court-circuit	184
7.103.4	Essai de fonctionnement normalisé avec $k_{pp} = 1,5$; manœuvre automatique	185
7.103.5	Essais pour $k_{pp} = 1,3$ assigné (réseaux à neutre effectivement à la terre)	188
7.103.6	Tension transitoire de rétablissement (TTR) liée au courant coupé assigné en court-circuit	189
7.103.7	Conditions de réussite de la séquence d'essais	198
7.104	Essais à faible courant	198
7.104.1	Applicabilité	198
7.104.2	Courant d'essai	199
7.104.3	Circuit d'essai	199
7.104.4	Séquence d'essais à faible courant	199
7.104.5	Conditions de réussite des essais à faible courant	199
7.105	Essais de courant minimal de déclenchement	199
7.105.1	Généralités	199
7.105.2	Circuit d'essai	199
7.105.3	Procédures d'essai	199
7.106	Essais de décharges partielles (effet de couronne)	200
7.106.1	Généralités	200
7.106.2	Tensions d'essai et limites	200
7.106.3	Conditionnement de l'objet d'essai	200
7.106.4	Équipement et procédure d'essai	200
7.106.5	Rapport d'essai de décharges partielles	201
7.107	Essai de courant de surcharge; disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série	201
7.107.1	Généralités	201
7.107.2	Conditions d'essai	201
7.107.3	Procédure d'essai	201
7.107.4	État après l'essai	202

7.108	Essais temps-courant.....	202
7.108.1	Conditions générales d'essai	202
7.108.2	Procédure d'essai	202
7.108.3	Résultats d'essai de la courbe de durée d'élimination d'un défaut/courant	203
7.109	Séquence d'essais mécaniques	203
7.109.1	Généralités	203
7.109.2	Dispositions communes pour chaque série d'essais mécaniques	204
7.109.3	Essai mécanique à température ambiante	205
7.109.4	Essais mécaniques à température basse et élevée	205
7.110	Essai de couche de glace	206
7.110.1	Généralités	206
7.110.2	Applicabilité	207
7.110.3	Formation de glace	207
7.110.4	Programme d'essai	207
7.110.5	Critères d'acceptation	208
7.111	Essais de capacité de tenue aux chocs (SWC) des éléments électroniques de commande	209
7.111.1	Essais de chocs oscillatoires et transitoires	209
7.111.2	Essai de fonctionnement simulé du parafoudre	209
7.112	État du disjoncteur à réenclenchement après chaque essai de 7.101, 7.103 et 7.104	212
7.112.1	Exigences générales	212
7.112.2	Exigences spécifiques relatives aux ampoules à vide dans des équipements isolés au SF ₆	213
7.113	Essai d'emballage thermique	214
8	Essais individuels de série	214
8.1	Généralités	214
8.2	Essai diélectrique du circuit principal	215
8.3	Essais des circuits auxiliaires et de commande	215
8.4	Mesurage de la résistance du circuit principal	215
8.5	Essai d'étanchéité	215
8.101	Étalonnage de la refermeture et du fonctionnement à surintensité	215
8.102	Essais de décharges partielles	216
8.103	Essais de fonctionnements mécaniques	216
9	Guide pour le choix des disjoncteurs à réenclenchement	216
9.1	Généralités	216
9.2	Choix des valeurs assignées	216
9.3	Considérations sur les interfaces avec les câbles	217
9.4	Surcharge continue ou temporaire due à une modification des conditions de service	217
9.5	Aspects d'environnement	217
9.5.1	Distances d'isolement affectées par les conditions de service	217
9.5.2	Humidité élevée	217
9.5.3	Rayonnement solaire	217
10	Renseignements à donner dans les appels d'offres, les soumissions et les commandes	217

10.1	Généralités	217
10.2	Renseignements dans les appels d'offres et les commandes	218
10.3	Renseignements pour les soumissions.....	218
11	Transport, stockage, installation, instructions de fonctionnement et maintenance	219
11.1	Généralités	219
11.2	Conditions à respecter pendant le transport, le stockage et l'installation	219
11.3	Installation	219
11.3.1	Généralités	219
11.3.2	Déballage et manutention	219
11.3.3	Assemblage.....	220
11.3.4	Montage	220
11.3.5	Raccordements.....	220
11.3.6	Informations relatives aux systèmes de gaz pour les systèmes à pression entretenue et à pression autonome.....	220
11.3.7	Inspection finale de l'installation	220
11.4	Instructions de fonctionnement	221
11.5	Maintenance	221
11.5.1	Généralités	221
11.5.2	Informations sur les fluides et gaz à inclure dans le manuel de maintenance	221
11.5.3	Recommandations pour le constructeur	221
11.5.4	Recommandations pour l'utilisateur	222
11.5.5	Rapport de défaillance.....	223
11.101	Essais sur site des unités en service, y compris les essais de tenue en courant continu réalisés sur les câbles.....	224
12	Sécurité	225
13	Influence du produit sur l'environnement	226
101	Classification des défauts d'arc interne.....	226
Annexe A (informative)	Rapports X/R	227
A.1	Généralités	227
A.2	Constante de temps τ et rapport X/R	227
A.3	Courant de défaut asymétrique	227
Annexe B (informative)	Essai de fonctionnement simulé du parafoudre.....	230
B.1	Généralités	230
B.2	Essai de fonctionnement simulé du parafoudre	230
Annexe C (normative)	Méthode de tracé de l'enveloppe de la tension transitoire de rétablissement présumée d'un circuit et détermination des paramètres représentatifs	234
C.1	Généralités	234
C.2	Tracé de l'enveloppe.....	234
C.3	Détermination des paramètres	234
Annexe D (informative)	Contexte des valeurs de tension transitoire de rétablissement (TTR) des disjoncteurs à réenclenchement	236
D.1	Généralités	236
D.2	TTR à deux paramètres	236
D.3	u_c (crête de la TTR).....	238
D.4	Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement ($VATR$).....	239
D.5	t_3 (temps mis pour atteindre u_c à la $VATR$ spécifiée)	239

D.6	Multiplicateurs des valeurs de TTR à des courants inférieurs au courant de court-circuit assigné.....	239
Annexe E (normative) Tolérances pour les valeurs d'essai.....		241
E.1	Généralités	241
E.2	Tolérances d'essai de type.....	241
Annexe F (informative) Définition du disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique.....		244
F.1	Définition d'un disjoncteur de réenclenchement	244
F.2	Contexte	244
F.3	Classifications des disjoncteurs à réenclenchement.....	245
F.4	Caractéristiques de fonctionnement des disjoncteurs à réenclenchement	245
F.5	Considérations relatives à la TTR	246
F.5.1	Généralités	246
F.5.2	Facteur de premier pôle (k_{pp}).....	246
F.5.3	Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement (V_{ATR})	247
Annexe G (informative) Base de déduction des facteurs de fonctionnement et des fonctionnements normalisés.....		248
G.1	Généralités	248
G.2	Fonctionnement normalisé	248
Annexe H (normative) Caractéristiques assignées des disjoncteurs à réenclenchement à l'huile et à commande hydraulique		251
H.1	Généralités	251
H.2	Caractéristiques assignées des disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série à commande hydraulique et des disjoncteurs à réenclenchement à l'huile	251
H.2.1	Généralités	251
H.2.2	Tension maximale assignée.....	251
H.2.3	Courant (normal) permanent assigné (I_r)	251
H.2.4	Courant minimal de déclenchement assigné des disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série à commande hydraulique	252
H.2.5	Courant coupé assigné en court-circuit des disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série à commande hydraulique et des disjoncteurs à réenclenchement à l'huile	252
H.2.6	Courant établi symétrique assigné	252
H.2.7	Séquence assignée de manœuvres	252
H.3	Considérations d'essai particulières pour les disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série à commande hydraulique – Mesurage de la résistance du circuit principal.....	253
Annexe I (informative) Méthodes normalisées de détermination des valeurs d'une onde de courant sinusoïdale et d'une tension de rétablissement à fréquence industrielle		257
I.1	Généralités	257
I.2	Courants.....	257
I.2.1	Signification des valeurs efficaces utilisées dans les normes relatives aux disjoncteurs à réenclenchement à haute tension à courant alternatif	257
I.2.2	Classification de l'onde de courant	257
I.2.3	Valeur efficace d'une onde sinusoïdale symétrique à un instant particulier	257
I.2.4	Mesurage de la valeur efficace d'un courant pendant un court-circuit sur plusieurs cycles	258

I.3 Tension de rétablissement à fréquence industrielle	258
Annexe J (normative) Facteurs de correction d'altitude	260
J.1 Généralités	260
J.2 Facteurs de correction d'altitude	260
Annexe K (informative) Comparaison des définitions liées aux manœuvres d'unité	262
K.1 Généralités	262
K.2 Manœuvre de réenclenchement plus large	262
Annexe L (informative) Protection contre la corrosion	265
L.1 Généralités	265
L.2 Documents de référence	265
L.3 Autres considérations	265
Bibliographie.....	266
 Figure 1 – Manœuvre d'unité	 149
Figure 2 – Circuits d'essai pour les essais de commutation de câble à vide et de ligne à vide (voir 7.101.5).....	181
Figure 3 – Représentation de court-circuit triphasé	183
Figure 4 – Représentation de la TTR spécifiée sous la forme d'une droite à deux paramètres et d'une droite définissant le retard.....	190
Figure 5 – Circuit d'essai de choc	212
Figure B.1 – Circuit d'essai de choc	232
Figure B.2 – Ondes de tension et de courant classiques	233
Figure C.1 – Représentation par deux paramètres d'une tension transitoire de rétablissement présumée d'un circuit d'essai	235
Figure D.1 – Forme d'onde de TTR en fonction cosinusoidale 1 du temps	236
Figure D.2 – Représentation de la TTR spécifiée sous la forme d'une droite à deux paramètres et d'une droite définissant le retard.....	237
Figure D.3 – Représentation de la TTR spécifiée sous la forme d'une droite à deux paramètres et d'une droite définissant le retard comparée à une forme d'onde TTR cosinusoidale 1.....	237
Figure G.1 – Facteurs de fonctionnement du disjoncteur à réenclenchement	250
Figure I.1 – Mesurage de la valeur efficace d'une onde symétrique.....	258
Figure I.2 – Détermination de la tension de rétablissement d'unité polaire à fréquence industrielle	259
Figure J.1 – Facteurs de correction d'altitude.....	261
Figure K.1 – Représentation d'une manœuvre de réenclenchement automatique	264
 Tableau 1 – Caractéristiques assignées des disjoncteurs à réenclenchement de circuit automatique et des disjoncteurs à réenclenchement montés sur coupe-circuit	 154
Tableau 2 – Tensions maximales assignées et valeurs assignées de tenue de tension des disjoncteurs à réenclenchement, appliquées sur des circuits de distribution de lignes aériennes	155
Tableau 3 – Tensions maximales assignées et valeurs assignées de tenue de tension des disjoncteurs à réenclenchement, appliquées sur des circuits de distribution avec câble raccordé	156

Tableau 4 – Tension en courant continu	157
Tableau 5 – Tensions en courant alternatif	158
Tableau 6 – Valeurs assignées de courant d'interruption préférentielles de ligne et de câble à vide	160
Tableau 7 – Marquages de la plaque signalétique.....	166
Tableau 8 – Dimension des câbles en cuivre nu ^a	176
Tableau 9 – Dimension des câbles en aluminium nu ^a	176
Tableau 10 – Séquences d'essais de commutation	180
Tableau 11 – Caractéristiques de performances – Fonctionnement normalisé.....	187
Tableau 12 – Liste des tableaux de valeurs de TTR.....	191
Tableau 13 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec courants de coupure assignés en court-circuit de > 4 000 A dans des circuits raccordés par ligne aérienne, $k_{pp} = 1,5$ – Représentation par deux paramètres.....	192
Tableau 14 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement monophasés avec courants de coupure en court-circuit de > 4 000 A dans un circuit raccordé par ligne aérienne – Représentation par deux paramètres	193
Tableau 15 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec courants de coupure en court-circuit de > 4 000 A dans des réseaux raccordés par câble, $k_{pp} = 1,5$ – Représentation par deux paramètres	194
Tableau 16 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement monophasés avec courants de coupure en court-circuit de > 4 000 A dans un réseau raccordé par câble – Représentation par deux paramètres	195
Tableau 17 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec courants de coupure en court-circuit de $\leq 4 000$ A dans des réseaux raccordés par ligne aérienne et par câble, $k_{pp} = 1,5$ – Représentation par deux paramètres.....	196
Tableau 18 – Valeurs normalisées de la représentation de la tension transitoire de rétablissement présumée par deux paramètres pour des disjoncteurs à réenclenchement monophasés avec courants de coupure en court-circuit de $\leq 4 000$ A dans des réseaux raccordés par ligne aérienne et par câble.....	197
Tableau 19 – Valeurs normalisées de la représentation de la tension transitoire de rétablissement présumée par deux paramètres pour les disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec $k_{pp} = 1,3$	198
Tableau 20 – Multiplicateurs normalisés pour les valeurs de TTR des deuxième et troisième pôles à couper	198
Tableau 21 – Modifications caractéristiques pour les essais conformément à l'IEC 60255-26:2013	209
Tableau A.1 – Rapports X/R : facteurs de crête et facteurs efficaces.....	229
Tableau D.1 – Multiplicateur de crête de TTR	238
Tableau D.2 – Multiplicateurs de TTR pour les disjoncteurs à réenclenchement raccordés par ligne	240
Tableau D.3 – Multiplicateurs de TTR pour les disjoncteurs à réenclenchement raccordés par câble	240
Tableau E.1 – Tolérances sur les grandeurs d'essai pour les essais de type.....	242

Tableau G.1 – Répartition du fonctionnement	248
Tableau G.2 – Exemple de répartition du facteur de fonctionnement.....	249
Tableau G.3 – Exemple – Fonctionnement par interruption	249
Tableau G.4 – Exemple – Manœuvres d'unité aux niveaux de courant d'essai	249
Tableau G.5 – Exemple – Facteur de fonctionnement	250
Tableau H.1 – Caractéristiques assignées préférentielles du courant (normal) permanent des disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série à commande hydraulique et des disjoncteurs à réenclenchement à l'huile	252
Tableau H.2 – Valeurs préférentielles du pouvoir de coupure en court-circuit des disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série à commande hydraulique	254
Tableau H.3 – Valeurs préférentielles du courant coupé assigné en court-circuit et caractéristiques de performances des disjoncteurs à l'huile monophasés	255
Tableau H.4 – Valeurs préférentielles du courant coupé assigné en court-circuit et caractéristiques de performances des disjoncteurs à l'huile triphasés	256
Tableau K.1 – Comparaison des termes.....	263

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

APPAREILLAGE À HAUTE TENSION –

**Partie 111: Disjoncteurs à réenclenchement de circuit automatique
pour systèmes en courant alternatif jusqu'à 38 kV compris**

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.

Les normes de l'IEEE sont élaborées par les Sociétés de l'IEEE, ainsi que par les Comités de coordination des normes du Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA). Ces normes sont l'aboutissement d'un consensus, soumis à l'approbation de l'Institut national américain de normalisation, qui rassemble des bénévoles représentant divers points de vue et intérêts. Les participants bénévoles ne sont pas nécessairement membres de l'IEEE et leur intervention n'est pas rétribuée. Si l'IEEE administre le déroulement de cette procédure et définit les règles destinées à favoriser l'équité du consensus, l'IEEE lui-même n'évalue pas, ne teste pas et ne vérifie pas l'exactitude de toute information contenue dans ses normes. L'utilisation de normes de l'IEEE est entièrement volontaire. Les documents de l'IEEE sont disponibles à des fins d'utilisation, à condition d'être assortis d'avis importants et de clauses de non-responsabilité (voir <http://standards.ieee.org/IPR/disclaimers.html> pour de plus amples informations).

L'IEC travaille en étroite collaboration avec l'IEEE, selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations. Cette norme internationale double logo a été élaborée conjointement par l'IEC et l'IEEE, conformément aux dispositions de cet accord.

- 2) Les décisions officielles 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. Une fois le consensus établi entre les Sociétés de l'IEEE et les Comités de coordination des normes, les décisions officielles de l'IEEE relatives aux questions techniques sont déterminées en fonction du vote exprimé par un groupe à la composition équilibrée, composé de parties intéressées qui manifestent leur intérêt pour la révision des normes proposées. L'approbation finale de la norme de l'IEEE est soumise au Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA).
- 3) Les Publications IEC/IEEE se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC/Sociétés de l'IEEE. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin de s'assurer de l'exactitude du contenu technique des Publications IEC/IEEE; l'IEC ou l'IEEE ne peuvent pas être tenus responsables 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 (y compris les Publications IEC/IEEE) dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications IEC/IEEE et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC et l'IEEE eux-mêmes ne fournissent 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 et l'IEEE ne sont responsables 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 ou à l'IEEE, 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, ou les bénévoles des Sociétés de l'IEEE et des Comités de coordination des normes du Conseil de normalisation de l'IEEE Standards Association (IEEE-SA), 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 IEC/IEEE ou toute autre publication de l'IEC ou de l'IEEE, 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 fait que la mise en application de cette Publication IEC/IEEE peut requérir l'utilisation de matériels protégés par des droits de brevet. En publiant cette norme, aucun parti n'est pris concernant l'existence ou la validité de droits de brevet y afférents. Ni l'IEC ni l'IEEE ne peuvent être tenus d'identifier les revendications de brevet essentielles pour lesquelles une autorisation peut s'avérer nécessaire, d'effectuer des recherches sur la validité juridique ou l'étendue des revendications des brevets, ou de déterminer le caractère raisonnable ou non discriminatoire des termes ou conditions d'autorisation énoncés dans le cadre d'un Certificat d'assurance, lorsque la demande d'un tel certificat a été formulée, ou contenus dans tout accord d'autorisation. Les utilisateurs de cette norme sont expressément informés du fait que la détermination de la validité de tous droits de propriété industrielle, ainsi que les risques qu'impliquent la violation de ces droits, relèvent entièrement de leur seule responsabilité.

La Norme internationale IEC 62271-111/IEEE Std C37.60 a été révisée par le Comité appareillage de l'IEEE Power and Energy Society, en collaboration avec le sous-comité 17A: Appareils de connexion, du comité d'études 17 de l'IEC: Appareillage haute tension, dans le cadre de l'accord double logo IEC/IEEE.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 2012 et constitue une révision technique. Par rapport à l'édition précédente, les modifications majeures sont les suivantes:

- a) Suppression de l'interrupteur de défaut du titre, du domaine d'application et du corps de la norme, y compris l'Annexe G. L'IEEE va développer une norme séparée pour ce type d'équipement utilisé essentiellement en Amérique du Nord (IEEE C37.62);
- b) Adoption de l'IEC 62271-1:2017 en tant que référence normative remplaçant l'IEEE C37.100.1-2007 et l'IEC 62271-1:2007;
- c) Adoption de la "méthode d'essai normalisée" pour la réalisation des essais sous pluie correspondant aux caractéristiques assignées de tension de l'IEEE et de l'IEC, référence 7.2.7.2, Tableau 2 et Tableau 3;
- d) Essais de charge de ligne et de câble de 7.101.6: exigences ajoutées en matière de niveau de tension d'essai;
- e) Spécifications d'essai ajoutées en 7.103.3 et 7.103.5 pour les réseaux à neutre effectivement à la terre (facteur de premier pôle $k_{pp} = 1,3$) rendant cette caractéristique assignée facultative. Les paramètres k_{pp} sont utilisés en lieu et place des termes du système;
- f) Essais de courant faible ajoutés en 7.104 en remplacement des essais de courant critique;
- g) Adoption du tableau révisé d'échauffement admissible de l'IEC 62271-1:2017, avec une augmentation de l'échauffement admissible pour certains points des gaz non oxydants (NOG);
- h) Exigences d'essai temps-courant de 7.108: plusieurs modifications, y compris l'augmentation du nombre de niveaux de courant d'essai et des essais à chaque niveau. Nombre minimal de courbes spécifié à soumettre à l'essai;
- i) Séquence d'essais mécaniques de 7.109: exigences ajoutées pour les essais à haute et basse températures;
- j) Références normatives IEC 60255-22-1 et IEC 60255-22-4 remplacées par l'IEC 60255-26 en 7.111.1;
- k) Critères de réussite/d'échec ajoutés pour les essais d'interruption par défaut avec réamorçages de 7.112.1;
- l) Ajout de l'Article 9, de l'Article 10, de l'Article 11, de l'Article 12 et de l'Article 13 similaires à ceux de l'IEC 62271-1, mais adaptés au disjoncteur à réenclenchement.
- m) Suppression de l'Annexe A: Renseignements et exigences techniques à donner dans les appels d'offres, les soumissions et les commandes.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants de l'IEC:

FDIS	Rapport de vote
17A/1202/FDIS	17A/1207/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.

Les normes internationales sont rédigées selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62271, publiées sous le titre général *Appareillage à haute tension*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

La présente norme doit être lue conjointement avec l'IEC 62271-1:2017, à laquelle elle fait référence et qui est applicable sauf spécifications contraires dans la présente norme. Pour simplifier l'indication des exigences correspondantes, la même numérotation des articles et des paragraphes que celle de l'IEC 62271-1 est utilisée. Les amendements à ces articles et paragraphes sont donnés dans les mêmes références, les paragraphes supplémentaires étant alors numérotés à partir de 101.

Le comité d'études de l'IEC et le comité d'études de l'IEEE ont 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.

APPAREILLAGE À HAUTE TENSION –

Partie 111: Disjoncteurs à réenclenchement de circuit automatique pour systèmes en courant alternatif jusqu'à 38 kV compris

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62271 s'applique à tous les disjoncteurs à réenclenchement de circuit automatique aériens, montés sur socle, en chambre sèche et à courant alternatif unipolaire ou multipolaire submersibles, dont les tensions assignées maximales sont supérieures à 1 000 V jusqu'à 38 kV inclus.

Les dispositifs qui exigent une opération dépendante manuelle ne sont pas couverts par le présent document.

Afin de simplifier le présent document dans la mesure du possible, le terme "disjoncteur(s) à réenclenchement de circuit automatique" et/ou "disjoncteur(s) à réenclenchement monté sur coupe-circuit" a été remplacé par "disjoncteur à réenclenchement" (ou "disjoncteurs à réenclenchement").

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. 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).

NOTE Dans cette norme à double logo, les références normatives sont établies avec les normes IEEE et IEC. Dans chaque cas, les spécifications dans les deux normes référencées ont été jugées par les membres de l'équipe de maintenance comme étant équivalentes d'un point de vue technique, même si la formulation exacte peut être différente. Les différences de formulation sont considérées comme n'étant que rédactionnelles. Si les deux normes ne sont pas égales d'un point de vue technique, les différences sont résolues dans le texte.¹

IEC 60050-151, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 151: Dispositifs électriques et magnétiques* (disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-441, *Vocabulaire Electrotechnique International. Chapitre 441: Appareillage et fusibles* (disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org>)

IEC 60071-2:2018, *Coordination de l'isolement – Partie 2: Lignes directrices en matière d'application*

IEC 60255-26:2013, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 26: Exigences de compatibilité électromagnétique*

IEC 60270, *Techniques des essais à haute tension – Mesures des décharges partielles*

IEC 60480, *Lignes directrices relatives au contrôle et au traitement de l'hexafluorure de soufre (SF₆) prélevé sur le matériel électrique et spécification en vue de sa réutilisation*

¹ Les notes dans le texte, les tableaux et les figures d'une norme sont données à titre informatif uniquement et ne contiennent pas les exigences nécessaires à la mise en œuvre de la norme.

IEC 61000-4-18, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-18: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité à l'onde oscillatoire amortie*

IEC 62271-1:2017, *Appareillage à haute tension – Partie 1: Spécifications communes pour appareillage à courant alternatif*

IEC 62271-4, *Appareillage à haute tension – Partie 4: Utilisation et manipulation de l'hexafluorure de soufre (SF₆) et des mélanges contenant du SF₆*

IEC 62271-100, *Appareillage à haute tension – Partie 100: Disjoncteurs à courant alternatif*

IEEE Std 4™, *IEEE Standard Techniques for High-Voltage Testing*

IEEE Std C37.90.1™-2012, *IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus*

IEEE Std C37.301™, *IEEE Standard for High-Voltage Switchgear (Above 1 000 V) Test Techniques – Partial Discharge Measurements*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 60050-441, de l'IEC 60050-151, de l'IEC 62271-1 ainsi que les suivants, s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

NOTE Les termes et définitions supplémentaires sont organisés de façon à être alignés avec l'ordre de l'IEC 60050-441.

3.1 Termes généraux

3.1.101

disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique

dispositif autonome permettant d'établir, de transporter, d'interrompre automatiquement et de réenclencher un circuit en courant alternatif, selon une séquence préalablement déterminée d'ouverture et de refermeture, suivie d'une opération de réarmement, de maintien fermé et de verrouillage

Note 1 à l'article: Un disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique comprend un ensemble d'éléments de commande exigé pour la détection des surintensités et le contrôle des opérations du disjoncteur à réenclenchement.

Note 2 à l'article: Voir l'Annexe F pour des informations de base relatives au disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique.

3.1.102

disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit

disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique monophasé monté dans un porte-fusible ou une base (voir l'IEEE Std C37.40 [1]² et l'IEC 60282-2 [2])

² Les chiffres entre crochets renvoient à la Bibliographie.

3.1.103

chambre sèche

zone ventilée close non soumise aux inondations

3.1.104

réseau à neutre effectivement à la terre

réseau qui est mis à la terre par une impédance suffisamment faible de sorte que pour toutes les conditions de réseaux le rapport entre les composantes homopolaire et directe de la réactance (X_0/X_1) est positif et inférieur à 3, et le rapport entre la composante homopolaire de la résistance et la composante directe de la réactance (R_0/X_1) est positif et inférieur à 1

Note 1 à l'article: Normalement, ces réseaux sont avec neutre effectivement à la terre ou mis à la terre à travers une faible impédance.

Note 2 à l'article: Pour estimer correctement les conditions de mise à la terre, il ne faut pas seulement prendre en compte les conditions physiques de mise à la terre autour du lieu considéré mais aussi celles de tout le réseau.

Note 3 à l'article: Tout au long du présent document, le paramètre $k_{pp} = 1,3$ est utilisé pour indiquer un réseau à neutre effectivement à la terre.

[SOURCE: IEC 62271-100:2008, 3.1.128, modifié – La deuxième phrase de la définition est devenue la Note 1 à l'article.]

3.1.105

réseau à neutre non effectivement à la terre

réseau autre que ceux avec neutre effectivement à la terre (3.1.104)

Note 1 à l'article: Normalement ces systèmes sont à neutre isolé, à neutre non effectivement à la terre ou compensés par bobine d'extinction.

Note 2 à l'article: Pour estimer correctement les conditions de mise à la terre, il ne faut pas seulement prendre en compte les conditions physiques de mise à la terre autour du lieu considéré mais aussi celles de tout le réseau.

Note 3 à l'article: Tout au long du présent document, le paramètre $k_{pp} = 1,5$ est utilisé pour indiquer un réseau à neutre non effectivement à la terre.

[SOURCE: IEC 62271-100:2008, 3.1.129, modifié – La deuxième phrase de la définition est devenue la Note 1 à l'article.]

3.1.106

disjoncteurs à réenclenchement montés sur socle

disjoncteurs à réenclenchement sous enveloppe, dont l'enveloppe extérieure est au potentiel de terre, positionnés sur un socle monté en surface

Note 1 à l'article: Cette définition est similaire à celle de la National Electrical Safety Code® (NESC®) C2-2012 [3] (US).³

Note 2 à l'article: Le terme "enveloppe montée sur socle" est également défini dans l'IEEE Std C57.12.28 [4] comme suit: "Enveloppe contenant des appareils électriques, en général située à l'extérieur et au niveau du sol, à laquelle le grand public a un contact direct avec les surfaces extérieures de l'équipement. La construction générale de cet équipement permet au personnel autorisé d'avoir directement accès aux appareils à l'intérieur du/des compartiment(s) de l'équipement."

3.1.107

accessible au public

situé dans une zone dans laquelle aucun moyen n'est mis en œuvre pour empêcher l'accès et où n'importe qui peut entrer sans autorisation

³ National Electrical Safety Code et NESC sont des marques déposées et des marques de service de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

3.1.108

réamorçage

<d'un appareil mécanique de connexion à courant alternatif> rétablissement du courant entre les contacts d'un appareil mécanique de connexion au cours d'une manœuvre de coupure, l'intervalle de temps durant lequel le courant est resté nul étant égal ou supérieur à un quart de la période correspondant à la fréquence industrielle

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-17-46]

3.1.109

réallumage

rétablissement du courant entre les contacts d'un appareil mécanique de connexion au cours d'une manœuvre de coupure, l'intervalle de temps durant lequel le courant est resté nul étant inférieur à un quart de la période correspondant à la fréquence industrielle

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-17-45]

3.1.110

disjoncteur à réenclenchement à déclenchement en série

disjoncteur à réenclenchement dans lequel le courant du circuit principal supérieur à une valeur spécifiée et circulant à travers une bobine de solénoïde ou une bobine de manœuvre, apporte l'énergie nécessaire à l'ouverture des contacts principaux

Note 1 à l'article: Cette définition d'un disjoncteur à réenclenchement à déclenchement en série est issue de l'IEEE. Elle est similaire à celle d'un disjoncteur autodéclenchant de l'IEC 62271-100.

3.1.111

disjoncteur à réenclenchement à déclenchement shunt

disjoncteur à réenclenchement dans lequel le mécanisme de déclenchement, libérant les moyens de maintien, permet aux contacts principaux de s'ouvrir, le mécanisme de déclenchement et le mécanisme d'ouverture des contacts utilisant l'énergie de manœuvre provenant d'autres éléments que le circuit principal

3.1.112

submersible

construit de manière à fonctionner correctement dans l'eau dans les conditions spécifiées de pression et de durée

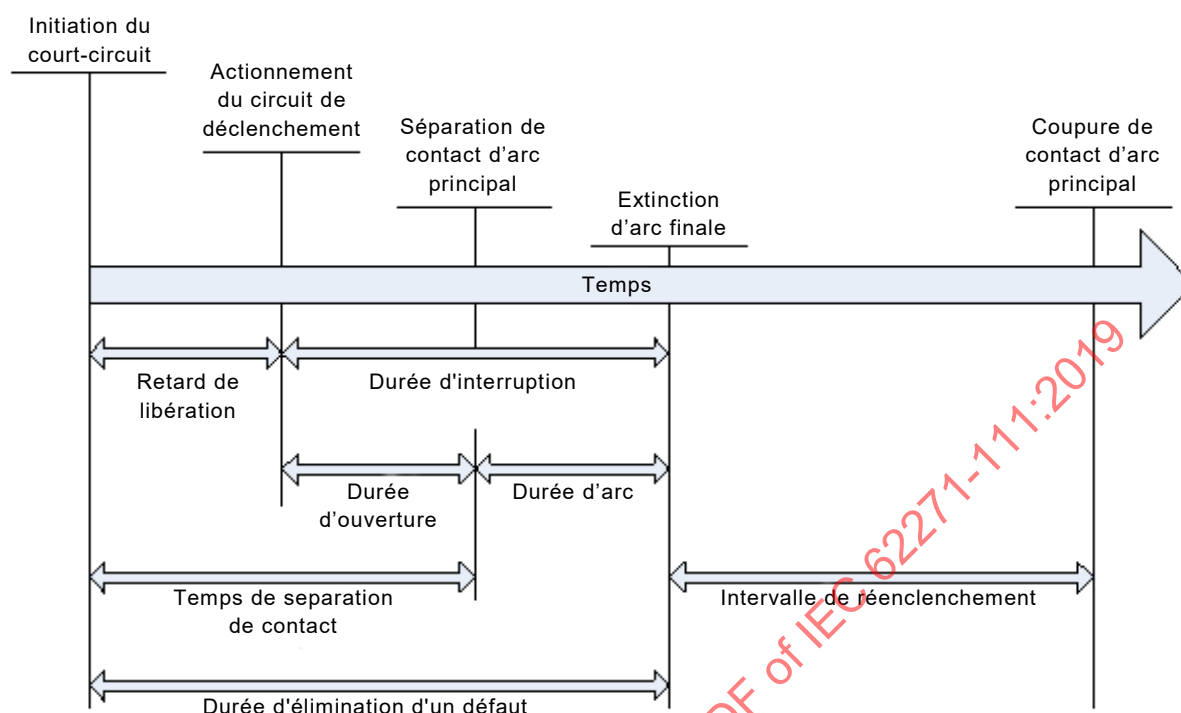
3.1.113

manœuvre d'unité

<d'un disjoncteur à réenclenchement> manœuvre d'interruption suivie d'une manœuvre de fermeture dans les limites de l'intervalle spécifié de réenclenchement

Note 1 à l'article: L'interruption finale, après laquelle se produit le verrouillage, est également considérée comme une manœuvre d'unité.

Note 2 à l'article: Voir la Figure 1. Voir également l'Annexe K pour une comparaison de termes entre l'IEEE et l'IEC.



IEC

Figure 1 – Manœuvre d'unité

3.2 Ensembles d'appareillages

Pas de définition particulière.

3.3 Parties d'ensembles

Pas de définition particulière.

3.4 Appareils de connexion

Pas de définition particulière.

3.5 Parties d'appareillage

Pas de définition particulière.

3.6 Manœuvre

3.6.101

manœuvre dépendante manuelle

<d'un appareil mécanique de connexion> manœuvre effectuée exclusivement au moyen d'une énergie manuelle directement appliquée, de telle sorte que la vitesse et la force de la manœuvre dépendent de l'action de l'opérateur

3.6.102

non-réenclenchement

réglage qui bloque la fonction de réenclenchement automatique d'un disjoncteur à réenclenchement, provoquant chez celui-ci une séquence déclenchement/blocage

3.6.103

discordance de phase

intervalle de temps entre le premier et le dernier contact de phase pour la fermeture et l'ouverture mécanique lorsque trois appareils unipolaires sont configurés pour des applications triphasées

Note 1 à l'article: L'intervalle de temps est exprimé en degrés électriques.

[SOURCE: IEEE C37.66-2005 [5], modifiée en supprimant la référence au commutateur de condensateur.

3.7 Grandeurs caractéristiques

3.7.101

courant de câble à vide

courant fourni à un câble blindé ou à un câble à ceinture à vide

Note 1 à l'article: Le courant de câble à vide est exprimé par sa valeur efficace en ampères.

3.7.102

à retard indépendant

retard introduit volontairement dans une action, lequel reste relativement constant quelle que soit l'amplitude de la grandeur de manœuvre qui déclenche l'action

3.7.103

à temps inverse

retard introduit volontairement dans une action, lequel diminue au fur et à mesure de l'augmentation de l'amplitude de la grandeur de manœuvre qui déclenche l'action

3.7.104

courant de ligne à vide

courant fourni à une ligne aérienne à vide

Note 1 à l'article: Le courant de ligne à vide est exprimé par sa valeur efficace en ampères.

3.7.105

décharge disruptive non soutenue NSDD

décharge disruptive associée à une coupure de courant, qui n'entraîne pas de rétablissement du courant à fréquence industrielle ou, dans le cas d'une coupure de courant capacitif, qui n'entraîne pas de courant dans le circuit de charge principal

Note 1 à l'article: L'abréviation «NSDD» est dérivée du terme anglais développé correspondant «non-sustained disruptive discharge».

[SOURCE: IEC 62271-1:2017,3.1.20]

3.7.106

tension d'extinction de décharges partielles

U_e

tension appliquée à laquelle les décharges partielles répétitives cessent dans l'objet d'essai lorsque la tension qui lui est appliquée diminue progressivement à partir d'une valeur plus élevée à laquelle des grandeurs d'impulsion de décharges partielles sont observées

Note 1 à l'article: Dans la pratique, U_e est la tension appliquée la plus élevée à laquelle l'amplitude d'une grandeur d'impulsion de décharges partielles choisie devient inférieure ou égale à une valeur basse spécifiée.

Note 2 à l'article: Même si la formulation est différente, cette définition IEEE est équivalente à celle de l'IEV 212-11-42.

3.7.107

tension de seuil de décharges partielles

U_i

tension appliquée à laquelle des décharges partielles répétitives sont d'abord observées dans l'objet d'essai lorsque la tension qui lui est appliquée augmente progressivement à partir d'une faible valeur pour laquelle aucune décharge ne se produit

Note 1 à l'article: Dans la pratique, U_i est la tension appliquée la plus faible à laquelle l'amplitude d'une grandeur d'impulsion de décharges partielles devient supérieure ou égale à une valeur basse spécifiée.

Note 2 à l'article: Même si la formulation est différente, cette définition IEEE est équivalente à celle de l'IEV 212-11-41.

3.7.108

tension transitoire de rétablissement présumée

<d'un circuit> tension transitoire de rétablissement qui suit la coupure du courant présumé symétrique par un appareil de connexion idéal

Note 1 à l'article: La définition implique que l'appareil de connexion ou le fusible, pour lequel la tension transitoire de rétablissement est recherchée, est remplacé par un appareil de connexion idéal, c'est-à-dire dont l'impédance passe instantanément de la valeur zéro à la valeur infinie à l'instant du zéro de courant, c'est-à-dire au zéro "naturel". Pour des circuits ayant plusieurs voies, par exemple un circuit polyphasé, on suppose en outre que la coupure du courant par l'appareil de connexion idéal n'a lieu que sur le pôle considéré.

Note 2 à l'article: Les termes "tension transitoire de rétablissement inhérente" et "tension transitoire de rétablissement présumée" sont souvent utilisés l'un pour l'autre.

[SOURCE: IEC 60050-441:1984, 441-17-29]

3.7.109

intervalle de réenclenchement

<d'un disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique> durée en circuit ouvert entre une ouverture automatique et le réenclenchement automatique qui suit

Note 1 à l'article: Cette définition IEEE du terme "intervalle de réenclenchement" s'apparente à celle de "durée de coupure-établissement" de l'IEC 62271-100. Voir l'Annexe K.

3.8 Index des définitions

à retard indépendant	3.7.102
à temps inverse	3.7.103
accessible au public	3.1.107
chambre sèche	3.1.103
courant de câble à vide	3.7.101
courant de ligne à vide	3.7.104
décharge disruptive non soutenue, NSDD	3.7.105
discordance de phase	3.6.103
disjoncteur à réenclenchement à déclenchement en série	3.1.110
disjoncteur à réenclenchement à déclenchement shunt	3.1.111
disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique	3.1.101
disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit	3.1.102
intervalle de réenclenchement (d'un disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique)	3.7.109
manœuvre dépendante manuelle	3.6.101
manœuvre d'unité (d'un disjoncteur à réenclenchement)	3.1.113
monté sur socle	3.1.106

non-réencenchement	3.6.102
réallumage	3.1.109
réamorçage	3.1.108
réseau à neutre effectivement à la terre	3.1.104
réseau à neutre non effectivement à la terre	3.1.105
submersible	3.1.112
tension de seuil de décharges partielles, U_i	3.7.107
tension d'extinction de décharges partielles, U_e	3.7.106
tension transitoire de rétablissement présumée	3.7.108

4 Conditions normales et spéciales de service

4.1 Conditions normales de service

4.1.1 Généralités

Le paragraphe 4.1.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

4.1.2 Appareillage pour l'intérieur

Le paragraphe 4.1.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

4.1.3 Appareillage pour l'extérieur

Le paragraphe 4.1.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les modifications et ajouts suivants.

- a) la température de l'air ambiant n'excède pas 40 °C et sa valeur moyenne, mesurée sur une période de 24 h, n'excède pas 35 °C;

la température de l'air ambiant ne descend pas en dessous de -30 °C;

NOTE Des variations rapides de la température peuvent se produire, par exemple un jour bien ensoleillé suivi d'une pluie soudaine.

- b) le rayonnement solaire n'excède pas un niveau de 1 044 W/m²;
c) la couche de glace n'excède pas 1 mm.

Ajouter la spécification suivante:

Pour les unités submersibles, la hauteur de chute ne dépasse pas 3 m au-dessus de la base de l'enveloppe pendant la submersion occasionnelle. Une exposition à des réactions chimiques ou électrochimiques peut se produire dans un environnement en sous-sol. L'environnement en sous-sol peut contenir des éléments chimiques contribuant à de légères réactions corrosives.

4.2 Conditions spéciales de service

4.2.1 Généralités

Le paragraphe 4.2.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

4.2.2 Altitude

Le paragraphe 4.2.2 de l'IEC 62271-1:2017 ne s'applique pas et est remplacé par le suivant.

La base des caractéristiques assignées d'un appareillage est l'atmosphère de référence normalisée, qui est en général celle du niveau de la mer. Historiquement, l'appareillage a été utilisé avec succès à des altitudes atteignant 1 000 m sans l'aide d'un facteur de correction d'altitude.

Pour les installations à plus de 1 000 m, le niveau de tenue de l'isolation exigé de l'isolation externe sur le lieu d'utilisation doit être déterminé en multipliant les niveaux d'isolement assignés au niveau de la mer par le facteur de correction d'altitude K_a (voir la Figure J.1).

Dans le présent document, il n'est pas nécessaire de corriger le courant d'interruption symétrique assigné (courant coupé assigné en court-circuit), les capacités exigées connexes et les durées d'interruption en fonction de l'altitude.

NOTE Le présent document reconnaît le traitement IEEE révisé des facteurs de correction d'altitude pour des applications au-dessus de 1 000 m. Des informations supplémentaires sont données à l'Annexe J.

4.2.3 Exposition à la pollution

Le paragraphe 4.2.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

4.2.4 Température et humidité

Le paragraphe 4.2.4 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Pour une installation dans des emplacements où la température ambiante peut être hors de la plage des conditions normales de service décrites en 4.1.2 et 4.1.3, il convient que les plages habituelles de températures minimales et maximales à spécifier soient:

- a) -50 °C à +40 °C pour les climats extrêmement froids;
- b) -40 °C à +40 °C pour les climats très froids;
- c) cette plage n'est pas utilisée (voir la Note);
- d) -15 °C à +40 °C pour les climats tempérés;
- e) -5 °C et +55 °C pour les climats très chauds;
- f) -15 °C et +55 °C pour les régions désertiques chaudes et sèches.

NOTE La plage c) de l'IEC 62271-1 (-30 °C à +40 °C) n'est pas utilisée dans le présent document car elle est identique aux conditions normales de service de 4.1.3.

4.2.5 Exposition aux vibrations, chocs ou basculements anormaux

Le paragraphe 4.2.5 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

4.2.6 Vitesse du vent

Le paragraphe 4.2.6 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

4.2.7 Autres paramètres

Le paragraphe 4.2.7 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

5 Caractéristiques assignées

5.1 Généralités

Le paragraphe 5.1 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Les caractéristiques assignées du disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique et du disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit doivent être telles que spécifiées au Tableau 1.

Tableau 1 – Caractéristiques assignées des disjoncteurs à réenclenchement de circuit automatique et des disjoncteurs à réenclenchement montés sur coupe-circuit

Élément	Description de la caractéristique assignée	Paragraphe de référence	Disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique	Disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit
1	Tension maximale assignée (U) ou (U_r)	5.2	X	X
2	Niveau d'isolement assigné (U_d), (U_p)	5.3	X	X ^{b, c}
3	Fréquence assignée (f_r)	5.4	X	X
4	Courant (normal) permanent assigné (I_r)	5.5	X	X
5	Courant de courte durée admissible assigné (I_k)	5.6	X	X
6	Valeur de crête du courant admissible assignée (I_p)	5.7	X	X
7	Durée de court-circuit assignée (t_k)	5.8	X	X
8	Tension d'alimentation assignée des dispositifs de fermeture et d'ouverture et des circuits auxiliaires (U_a)	5.9	X	–
9	Courant minimal de déclenchement assigné (disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série uniquement)	5.101	X	X
10	Courant coupé assigné en court-circuit (I_{sc})	5.102	X	X
11	Courant établi (défaut) symétrique assigné	5.103	X	X
12	Séquence assignée de manœuvres	5.104	X	X
13	Commutation de courant assigné de ligne à vide (I_l) et de câble à vide (I_c)	5.106 ^a	X	X ^d
14	Facteur de premier pôle, k_{pp}	5.105		
^a Les commutations de courant de ligne à vide, de câble à vide et de courant de charge sont des capacités exigées connexes. ^b Les niveaux d'isolement assignés d'un disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit sont en partie déduits du support ou de la base du fusible dans lequel/laquelle il est installé. Pour les besoins de l'essai de type, le support ou la base du fusible doit être considéré(e) comme une partie du disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit. ^c Les essais en position ouverte des disjoncteurs à réenclenchement montés sur coupe-circuit sont donnés pour le dispositif en position "relâchée", sauf si une séquence de manœuvre permet au dispositif de conserver une distance d'interruption ouverte et une distance d'isolement fermée, auquel cas la distance d'isolement et la distance d'interruption seules doivent être soumises à l'essai dans les cas d'essai de position ouverte. ^d La capacité de commutation d'un disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit peut exiger l'utilisation d'un dispositif auxiliaire d'ouverture et de fermeture. Pour les besoins de l'essai de type, le dispositif auxiliaire d'ouverture et de fermeture doit être considéré comme une partie du disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit. Consulter le constructeur pour les détails de fonctionnement.				

5.2 Tension assignée (U_r)

Le paragraphe 5.2 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

La tension assignée (tension maximale assignée) indique la limite supérieure de la tension la plus élevée du réseau pour lequel il est prévu que les disjoncteurs à réenclenchement fonctionnent.

NOTE Pour les besoins du présent document, le terme "tension assignée" (U_r) de l'IEC équivaut au terme "tension maximale assignée" (V) de l'IEEE.

Les valeurs de tension assignée des disjoncteurs à réenclenchement sont indiquées dans la colonne 2 du Tableau 2 et du Tableau 3.

5.3 Niveau d'isolement assigné

Le paragraphe 5.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les modifications suivantes:

Le Tableau 1 et le Tableau 2 de l'IEC 62271-1:2017 sont remplacés par le Tableau 2 et le Tableau 3 du présent document.

NOTE Le domaine d'application du présent document étant limité à une tension maximale assignée de 38 kV, le Tableau 3 et le Tableau 4 de l'IEC 62271-1:2017 ne s'appliquent pas.

Tableau 2 – Tensions maximales assignées et valeurs assignées de tenue de tension des disjoncteurs à réenclenchement, appliquées sur des circuits de distribution de lignes aériennes^a

Ligne N°	Tension maximale assignée	Tension de tenue aux chocs de foudre assignée ^b	Tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle assignée
	kV, efficace	kV, crête	kV, efficace
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4
1	12	75	28
2	15 ^c	95	36
3	15,5	110	50
4	17,5	95	38
5	24	125	50
6	27	125	60
7	36	150	70
8	36	170	70
9	38	150	70
10	38	170	70

^a Les valeurs d'essai indiquées au Tableau 2 sont celles des essais de type. Voir 11.101 pour les essais sur site.

^b Dans le présent document, les caractéristiques de performances sont spécifiées comme des exigences d'essai.

^c La tension assignée de 15 kV est utilisée en Amérique du Nord et dans certains autres pays. Historiquement, elle a été associée à l'appareillage sous enveloppe métallique utilisé pour des applications qui sont principalement en intérieur et/ou en extérieur lorsque le niveau d'isolement est inférieur à celui exigé pour les applications aériennes à l'extérieur. Pour les applications autres que l'appareillage sous enveloppe métallique, la tension assignée de 15,5 kV est préférentielle.

Tableau 3 – Tensions maximales assignées et valeurs assignées de tenue de tension des disjoncteurs à réenclenchement, appliquées sur des circuits de distribution avec câble raccordé^a

Ligne N°	Tension maximale assignée	Tension de tenue aux chocs de foudre assignée	Tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle assignée ^b	Essai de tenue en courant continu associé 15 min ^{b,c,d}
	kV, efficace	kV, crête	kV, efficace	kV
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5
1	12	60	28	42
3	15,5	95	35	53
4	17,5	95	38	57
5	24	95	50	78
6	27	125	40	78
7	36	150	70	103
8	36	170	70	103
9	38	150	50	103
10	38	170	70	103

^a Les valeurs d'essai indiquées au Tableau 3 sont celles des essais de type. Voir 11.101 pour les essais sur site.

^b Dans le présent document, les caractéristiques de performances sont spécifiées comme des exigences d'essai.

^c Les essais de tenue en courant continu sont exigés pour les appareils montés sur socle, en chambre sèche et submersibles, ce type d'équipement étant interfacé avec le réseau électrique par l'intermédiaire de connecteurs séparables. Les exigences d'essai des connecteurs séparables sont spécifiées dans l'IEEE Std 386 [6], ces valeurs étant reproduites ici dans la colonne 5. Les exigences d'essai de tenue en courant continu du disjoncteur à réenclenchement démontrent son aptitude à résister à l'essai de tenue en courant continu ou à l'essai de valeur de crête de très basse fréquence (TBF) des câbles raccordés.

^d L'essai de tenue en courant continu des câbles de 36/38 kV n'est pas recommandé. L'essai à très basse fréquence (TBF) est une alternative à l'essai de tenue en courant continu. Référence IEEE Std 400.2 [7].

5.4 Fréquence assignée (f_r)

Le paragraphe 5.4 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

La fréquence industrielle assignée doit être la fréquence à laquelle le disjoncteur à réenclenchement et ses composants sont conçus pour fonctionner. Les valeurs de la fréquence industrielle assignée sont 50 Hz ou 60 Hz.

5.5 Courant permanent assigné (I_r)

Le paragraphe 5.5 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

Les valeurs historiques de 560 A, 600 A et 1 200 A, même si elles ne font pas partie de la série R10, sont également des valeurs souvent utilisées reconnues et acceptées.

5.6 Courant de courte durée admissible assigné (I_k)

Le paragraphe 5.6 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

Les valeurs historiques de 6 000 A et 12 000 A, même si elles ne font pas partie de la série R10, sont également des valeurs souvent utilisées reconnues et acceptées.

NOTE La série R10 comprend les nombres 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 et leurs produits par 10ⁿ.

5.7 Valeur de crête du courant admissible assignée (I_p)

Le paragraphe 5.7 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

5.8 Durée de court-circuit assignée (t_k)

Le paragraphe 5.8 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

La durée assignée normalisée du court-circuit (t_k) est de 0,5 s, sauf indication contraire par le constructeur et si cela est indiqué sur la plaque signalétique. Les valeurs facultatives sont 1 s, 2 s et 3 s.

5.9 Tension d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de commande (U_a)

5.9.1 Généralités

Le paragraphe 5.9.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

5.9.2 Tension d'alimentation assignée (U_a)

Le paragraphe 5.9.2 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Il convient de choisir la tension d'alimentation assignée parmi les valeurs normales indiquées dans le Tableau 4 et le Tableau 5.

Les valeurs du Tableau 4 et du Tableau 5 ne s'appliquent pas aux dispositifs alimentés par la ligne ou autoalimentés (déclencheur série ou commandes alimenté(e)s par des transformateurs de courant intégrés ou des batteries internes, par exemple).

Se reporter au 6.4.1 et au 6.9 pour les plages de tensions de manœuvre applicables.

Tableau 4 – Tension en courant continu

U_a V
24
48
60 *
110 *
125
220 *
250
NOTE Les valeurs indiquées dans ce tableau sont issues de l'IEC 62271-1. Les valeurs repérées avec un astérisque ne sont pas courantes dans les normes IEEE.

Tableau 5 – Tensions en courant alternatif

Réseaux triphasés à trois ou quatre fils	Réseaux monophasés à trois fils	Réseaux monophasés à deux fils
(1)	(2)	(3)
--	120/240	120
120/208	--	120
230/400	--	230
277/480	--	277
347/600	--	347
NOTE Les valeurs inférieures de la colonne (1) de ce tableau désignent les tensions entre phase et neutre et les valeurs supérieures désignent les tensions entre phases. La valeur inférieure dans la colonne (2) désigne la tension entre phase et neutre et la valeur supérieure désigne la tension entre lignes.		

5.10 Fréquence d'alimentation assignée des circuits auxiliaires et de commande

Le paragraphe 5.10 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

5.11 Pression d'alimentation assignée en gaz comprimé pour les systèmes à pression entretenue

Le paragraphe 5.11 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Pour les dispositifs qui utilisent une alimentation en gaz comprimé, la pression assignée de l'alimentation en gaz comprimé pour l'isolement et/ou la manœuvre doit être indiquée par le constructeur.

5.101 Courant minimal de déclenchement assigné ($I_{>min}$)

Le courant minimal de déclenchement doit être indiqué par le constructeur avec une tolérance ne dépassant pas $\pm 10\%$ ou $\pm 3\text{ A}$ selon la valeur la plus élevée.

Le courant minimal de déclenchement des disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement shunt est variable et ne dépend pas du courant (normal) permanent assigné. Il convient d'obtenir des informations relatives aux disjoncteurs à réenclenchement spécifiques auprès du constructeur.

NOTE Le terme "courant minimal de déclenchement assigné" ($I_{>min}$) est similaire au terme G_T de l'IEC 60255-151 [8].

5.102 Courant coupé assigné en court-circuit (I_{sc})

Le courant coupé assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée de la composante symétrique du courant de court-circuit que le disjoncteur à réenclenchement doit être capable de couper dans les conditions d'utilisation et de comportement indiquées dans le présent document. Cela implique que la tension de rétablissement à fréquence industrielle du circuit corresponde à la tension assignée du disjoncteur à réenclenchement, et que sa tension transitoire de rétablissement soit égale à la valeur spécifiée en 7.103.6.

NOTE 1 Le terme "courant d'interruption symétrique assigné" utilisé dans les éditions précédentes de l'IEC 62271-111/IEEE Std C37.60 a été remplacé par le terme équivalent "pouvoir de coupure en court-circuit" utilisé dans l'IEC 62271-100.

Le courant coupé assigné en court-circuit préférentiel des disjoncteurs à réenclenchement doit être choisi dans la série R10 spécifiée dans l'IEC 60059 [9]. Voir l'Annexe H pour les caractéristiques assignées des disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série à commande hydraulique et des disjoncteurs à réenclenchement à l'huile.

NOTE 2 La série R10 comprend les nombres 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 et leurs produits par 10ⁿ.

Le courant coupé assigné en court-circuit doit reposer sur l'aptitude du disjoncteur à réenclenchement à interrompre le courant asymétrique correspondant dans les circuits dont les valeurs de X/R correspondent à celles indiquées dans la colonne 5, la colonne 7 et la colonne 9 du Tableau 11, dont la tension de rétablissement à fréquence industrielle est égale à la tension maximale assignée et dont les tensions transitoires de rétablissement sont telles que définies en 7.103.6.

5.103 Courant établi assigné en court-circuit

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être capables de fermer, quelle que soit la tension appliquée jusqu'à celle, incluse, correspondant à leur tension assignée, un courant jusqu'à celui, inclus, correspondant à leur courant établi assigné en court-circuit.

La valeur du courant établi assigné en court-circuit doit être identique à celle du courant coupé assigné en court-circuit, avec une asymétrie maximale correspondant au rapport X/R de la colonne 9 du Tableau 11. Voir l'Annexe A pour des informations relatives au calcul de la valeur de crête du courant.

5.104 Séquence assignée de manœuvres

Les caractéristiques assignées du disjoncteur à réenclenchement sont liées à la séquence assignée de manœuvres. La séquence assignée de manœuvres préférentielle des disjoncteurs à réenclenchement de circuit automatique doit être:

$$O - t - CO - t' - CO - t'' - CO,$$

où

O représente une manœuvre d'ouverture;

CO représente une manœuvre de fermeture suivie d'une manœuvre d'ouverture, avec un retard contrôlé par la commande automatique du dispositif.

D'autres séquences peuvent être utilisées.

Les valeurs préférentielles des intervalles de réenclenchement sont: $t = 0,5$ s, $t' = 2$ s et $t'' = 5$ s représentant la capacité d'intervalle de réenclenchement la plus rapide du dispositif, commandé par sa commande automatique. D'autres intervalles de réenclenchement peuvent être utilisés. Voir l'Annexe H pour la séquence assignée de manœuvres des disjoncteurs à réenclenchement à l'huile.

La séquence de manœuvres et les intervalles de réenclenchement représentent la capacité exigée minimale du dispositif et doivent être démontrés dans l'essai de fonctionnement normalisé spécifié en 7.103.4. D'autres séquences de manœuvres, retards et intervalles de réenclenchement peuvent être mis à la disposition de l'utilisateur.

5.105 Facteur assigné de premier pôle

Le facteur de premier pôle (k_{pp}) dépend de la mise à la terre du neutre du réseau. Les valeurs assignées de k_{pp} sont:

- 1,3 pour les réseaux à neutre effectivement à la terre;
- 1,5 pour les réseaux à neutre non effectivement à la terre.

Tous les disjoncteurs à réenclenchement doivent avoir un k_{pp} de 1,5. Une caractéristique assignée $k_{pp} = 1,3$ est facultative.

Les disjoncteurs à réenclenchement monophasés qui ont fait l'objet de l'essai de fonctionnement normalisé à pleine tension U_r exigée sont automatiquement choisis pour les réseaux à neutre non effectivement à la terre et les réseaux à neutre effectivement à la terre.

5.106 Courants d'interruption assignés de ligne à vide (I_l) et de câble à vide (I_c)

Les essais de coupure de courant de ligne à vide s'appliquent à tous les disjoncteurs à réenclenchement pour la commutation des lignes aériennes triphasées à vide. Les essais de coupure de courant de câble à vide s'appliquent à tous les disjoncteurs à réenclenchement pour la commutation du courant de charge des longueurs de câbles à vide. Les coupures de courant de ligne et de câble à vide sont des capacités exigées de tous les disjoncteurs à réenclenchement monophasés et triphasés. Les essais s'appliquent également aux lignes aériennes en série dont les longueurs de câble sont courtes.

Les disjoncteurs à réenclenchement monophasés sont souvent utilisés par trois sur un circuit triphasé. Par conséquent, les disjoncteurs à réenclenchement monophasés doivent satisfaire aux essais de courant de ligne et de câble à vide.

NOTE Aucune classe d'établissement et de coupure de courant capacitif similaire à l'IEEE C37.09a et à l'IEC 62271-100 n'est attribuée aux disjoncteurs à réenclenchement.

Les câbles sont considérés comme étant courts si le courant de charge total ne dépasse pas 20 % du courant de ligne aérienne à vide et si le courant de charge d'un câble proche du disjoncteur à réenclenchement ne dépasse pas 10 % du courant de ligne aérienne à vide. Dans tous les cas, le courant total ne doit pas dépasser le courant d'interruption assigné de ligne à vide.

Les valeurs assignées de courant d'interruption préférentielles de ligne et de câble à vide des disjoncteurs à réenclenchement sont données au Tableau 6.

Tableau 6 – Valeurs assignées de courant d'interruption préférentielles de ligne et de câble à vide

Tension maximale assignée kV	Courant coupé assigné A (efficace)	
	Ligne à vide	Câble à vide
12	2	10
15 et 15,5	2	10
17,5	2	10
24	5	25
27	5	25
36	5	40
38	5	40

6 Conception et construction

6.1 Exigences pour les liquides utilisés dans l'appareillage

Le paragraphe 6.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant.

Dispositions en matière de prélèvement d'huile (disjoncteurs à réenclenchement submersibles): si de l'huile est utilisée comme milieu isolant, des dispositions doivent être prises pour obtenir un échantillon d'huile de fond.

6.2 Exigences pour les gaz utilisés dans l'appareillage

Le paragraphe 6.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.3 Mise à la terre de l'appareillage

NOTE Les termes "masse" et "mise à la masse" de l'IEEE sont équivalents aux termes "terre" et "mise à la terre" de l'IEC.

Le paragraphe 6.3 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être équipés d'un point de mise à la terre sûr pour le raccordement d'un conducteur de terre de l'équipement (ECG) convenable pour les conditions spécifiées de défaut à la terre. Les parties des enveloppes métalliques raccordées au réseau de terre peuvent être conçues de façon à faire partie du circuit de terre.

Tous les composants et enveloppes conducteurs qui peuvent être touchés dans les conditions normales de fonctionnement et qui sont destinés à être mis à la terre, doivent être conçus pour conduire un courant de 30 A (courant continu) avec une chute de tension maximale de 3 V au point de mise à la terre du disjoncteur à réenclenchement. Pour les besoins du présent paragraphe, le terme "conducteurs" n'inclut pas les surfaces semi-conductrices.

Le boîtier d'un disjoncteur à réenclenchement qui peut être monté séparément du disjoncteur à réenclenchement ou qui contient des éléments de commande dépendant d'une mise à la terre solide pour assurer la protection contre la foudre doit également être prévu pour le raccordement à un conducteur de terre.

Les disjoncteurs à réenclenchement montés sur socle, en chambre sèche et submersibles doivent disposer d'une connexion de terre supplémentaire pour chaque ensemble triphasé d'entrées de câble.

6.4 Équipements et circuits auxiliaires et de commande

6.4.1 Généralités

Le paragraphe 6.4.1 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

L'appareillage, y compris tous les circuits auxiliaires (commandes électroniques, supervision, surveillance et communication) qui dépendent uniquement d'une alimentation auxiliaire doivent être en mesure de fonctionner normalement lorsque ladite alimentation auxiliaire mesurée aux bornes d'alimentation de l'équipement auxiliaire est telle que:

- la variation de tension est dans les limites des tensions d'alimentation indiquées au Tableau 4 et au Tableau 5;
- dans le cas d'une tension d'alimentation auxiliaire en courant continu, la tension d'ondulation est limitée à une valeur maximale de 5 % de la composante continue.

Les exigences en matière de variation de tension ne s'appliquent pas aux équipements de commande autoalimentés (alimentés par des transformateurs de courant intégrés ou des commandes alimentées par batteries, par exemple).

6.4.2 Protection contre les chocs électriques

Le paragraphe 6.4.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec la modification suivante.

Des restrictions d'accès spéciales peuvent être exigées pour les disjoncteurs à réenclenchement montés sur ligne aérienne/pylône. Voir 6.4.3.

6.4.3 Composants installés dans les enveloppes

6.4.3.1 Généralités

Le paragraphe 6.4.3 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

6.4.3.2 Accessibilité

Les organes de commande d'ouverture et de fermeture et les organes de commande d'arrêt d'urgence doivent être placés entre 0,4 m et 2 m au-dessus du plancher, du sol ou de la plateforme de service normalement utilisée par le personnel d'exploitation. Cette exigence ne s'applique pas aux boîtiers de commande montés séparément, qui peuvent nécessiter d'être surélevés afin d'empêcher le grand public d'y accéder conformément aux exigences et pratiques professionnelles locales.

Il convient d'installer les organes de commande secondaires à une hauteur telle qu'ils puissent être facilement manœuvrés, et les dispositifs indicateurs à une hauteur telle qu'ils puissent être facilement lisibles.

6.4.3.3 Identification

L'identification des composants installés dans les enveloppes doit être conforme aux identifications des schémas et dessins de câblage.

6.4.3.4 Interrupteurs auxiliaires

Les interrupteurs auxiliaires doivent être adaptés au nombre de cycles de manœuvres électriques et mécaniques spécifié pour l'appareil de connexion.

6.4.3.5 Contacts auxiliaires et de commande

Les contacts auxiliaires et de commande doivent être adaptés au nombre de cycles de manœuvres électriques et mécaniques spécifié pour l'appareil de connexion. Cette exigence doit être vérifiée par l'essai d'endurance mécanique des appareils de connexion.

6.4.3.6 Éléments chauffants

Tous les éléments chauffants doivent être de type non exposé.

La température à la surface d'un élément chauffant ou de son blindage où peut survenir un contact accidentel ne doit pas dépasser les limites de température spécifiées en 7.5.6 pour les parties accessibles non prévues pour être touchées en service normal.

6.4.3.7 Compteur de manœuvres

Le compteur de manœuvres doit convenir à l'usage qui lui est destiné en ce qui concerne les conditions d'environnement et le nombre de cycles de manœuvres électriques et mécaniques spécifié pour l'appareil de connexion.

6.5 Manœuvre dépendante à source d'énergie extérieure

Le paragraphe 6.5 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.6 Manœuvre à accumulation d'énergie

6.6.1 Généralités

Le paragraphe 6.6 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Un appareil de connexion comportant une manœuvre à accumulation d'énergie doit être capable d'établir ou d'interrompre tous les courants jusqu'à ses valeurs assignées lorsque l'accumulation d'énergie est convenablement réalisée. Sauf pour une manœuvre lente pendant la maintenance, le déplacement des contacts principaux ne doit se faire que par l'action du mécanisme de commande et selon la manière indiquée, et non en cas de nouvelle application de l'alimentation en énergie au dispositif à accumulation d'énergie après une perte de l'énergie.

L'appareil de connexion doit comporter un dispositif indiquant que le dispositif à accumulation d'énergie est chargé, sauf pour une manœuvre indépendante sans accrochage mécanique (voir 6.7).

Les contacts mobiles ne doivent pas pouvoir passer d'une position à une autre, à moins que l'énergie accumulée ne soit suffisante pour permettre l'achèvement satisfaisant de la manœuvre d'ouverture ou de fermeture. Les systèmes à accumulation d'énergie pour l'ouverture et la fermeture doivent pouvoir être déchargés, retenus ou ramenés à une condition compatible avec la sécurité du personnel pendant les opérations de maintenance réalisées par des personnes correctement formées.

Si des indicateurs sont utilisés sur des organes de manœuvre à accumulation d'énergie, les couleurs suivantes sont censées respecter les codes locaux:

- a) CHARGED (CHARGE) en lettres noires sur fond jaune pour les organes chargés;
- b) DISCHARGED (DÉCHARGE) en lettres noires sur fond blanc pour les organes déchargés.

Par ailleurs, des lettres rouges sur fond blanc peuvent être utilisées pour les indicateurs.

Les mots "CHARGED" et "DISCHARGED" sont donnés en anglais pour l'exemple. La langue réelle utilisée doit être celle indiquée ou celle d'usage pour l'utilisateur prévu.

NOTE D'autres recommandations relatives aux couleurs ou aux symboles peuvent être consultées dans l'IEC 60073 [10] et l'IEC 60417 [11].

Il convient que l'utilisateur spécifie les préférences du client (de l'utilisateur) ou les codes locaux pour les indicateurs.

6.6.2 Accumulation d'énergie dans des réservoirs de gaz ou dans des accumulateurs hydrauliques

Lorsque le dispositif à accumulation d'énergie est un réservoir de gaz ou un accumulateur hydraulique, les exigences de 6.6.1 s'appliquent aux pressions de fonctionnement comprises entre les limites spécifiées aux points a) et b).

- a) Alimentation pneumatique ou hydraulique extérieure

Sauf spécification contraire du constructeur, les limites de la pression de fonctionnement sont comprises entre 85 % et 110 % de la pression assignée spécifiée pour ces alimentations.

Des limites supérieures peuvent être appliquées lorsque les réservoirs emmagasinent également des gaz comprimés pour la coupure. Le cas échéant, il convient que la norme d'équipements applicable indique la limite maximale.

- b) Compresseur ou pompe faisant partie intégrante de l'appareil de connexion ou de son dispositif de manœuvre

Les limites de la pression de fonctionnement doivent être fixées par le constructeur.

6.6.3 Accumulation d'énergie à l'aide de ressorts (ou de poids)

Lorsque le dispositif à accumulation d'énergie est un ressort (ou un poids), les exigences de 6.6.1 s'appliquent lorsque le ressort est chargé (ou le poids en position haute).

6.6.4 Accumulation d'énergie par une manœuvre manuelle

Lorsque l'énergie est accumulée à l'aide de ressorts (ou de poids) au moyen d'une manœuvre manuelle, le sens de manœuvre de la poignée doit être indiqué.

Le dispositif de manœuvre manuelle doit être conçu de telle sorte que la poignée ne soit pas entraînée par le fonctionnement de l'appareil de connexion.

La force maximale nécessaire pour la charge manuelle d'un ressort (ou d'un poids) ne doit pas être supérieure à 250 N (56 lbf) (livre-force)).

6.6.5 Accumulation d'énergie par servomoteur

Les moteurs et leur équipement électrique auxiliaire, destinés à bander un ressort (ou à lever un poids) ou à entraîner un compresseur ou une pompe, doivent fonctionner de façon satisfaisante dans les limites des tensions indiquées en 5.9, la fréquence, dans le cas du courant alternatif, étant la fréquence d'alimentation assignée.

NOTE Pour les moteurs électriques, ces limites n'impliquent pas l'utilisation de moteurs non standards, mais seulement le choix d'un moteur fournissant l'effort nécessaire à ces valeurs, et il n'est pas nécessaire de faire coïncider la tension assignée du moteur et la tension d'alimentation assignée du dispositif de fermeture.

6.6.6 Accumulation d'énergie dans des condensateurs

Si l'accumulation d'énergie est un condensateur, les exigences de 6.6.1 s'appliquent lorsque le condensateur est chargé, sauf que l'indication de l'état de charge peut être placée sur le dispositif à accumulation d'énergie plutôt que sur l'appareil de connexion. Si le dispositif à accumulation d'énergie est intégré aux commandes électroniques du disjoncteur à réenclenchement, un indicateur "Prêt à fonctionner" satisfait à cette exigence.

6.7 Manœuvre indépendante sans accrochage mécanique (manœuvre indépendante manuelle ou manœuvre indépendante à source d'énergie extérieure)

Le paragraphe 6.7 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant.

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être équipés d'un levier de manœuvre manuelle permettant de les ouvrir. Le levier de manœuvre doit être adapté à une utilisation avec une perche isolante.

Certaines applications peuvent exiger de placer le levier de manœuvre d'un disjoncteur à réenclenchement submersible de telle sorte qu'une personne se trouvant debout sur la surface puisse le manœuvrer sans chevaucher directement le disjoncteur à réenclenchement. Il convient que ces applications particulières soient spécifiées par l'utilisateur.

6.8 Organes de commande à manœuvre manuelle

Le paragraphe 5.8 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.9 Fonctionnement des déclencheurs

6.9.1 Généralités

Le paragraphe 6.9.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.9.2 Déclencheur shunt de fermeture

Le paragraphe 6.9.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.9.3 Déclencheur shunt d'ouverture

Le paragraphe 6.9.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.9.4 Fonctionnement des déclencheurs shunt à l'aide de condensateurs

Le paragraphe 6.9.4 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.9.5 Déclencheur à minimum de tension

Le paragraphe 6.9.5 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.10 Indication de la pression/du niveau

Le paragraphe 6.10 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.11 Plaques signalétiques

Le paragraphe 6.11 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les ajouts suivants.

Les plaques signalétiques du disjoncteur à réenclenchement doivent être marquées conformément au Tableau 7.

Si le disjoncteur à réenclenchement est composé de plusieurs pôles avec des organes de manœuvre indépendants, chaque pôle doit comporter une plaque signalétique. Cette exigence ne s'applique pas si tous les mécanismes de pôle sont montés sur une structure commune.

Si le disjoncteur à réenclenchement est actionné ou commandé par un boîtier de commande détachable, ce dernier doit également comprendre une plaque signalétique.

Pour les disjoncteurs à réenclenchement submersibles, une plaque signalétique en acier inoxydable ou autre matériau anticorrosion doit être fournie. La plaque signalétique doit être solidement fixée en haut du réservoir par des vis en acier inoxydable, des rivets ou d'autres moyens de fixation anticorrosion. Toutes les lettres, tous les schémas et tous les numéros doivent être estampillés, gaufrés ou gravés de manière définitive sur la plaque signalétique.

Tableau 7 – Marquages de la plaque signalétique

Terme	Abréviation ^a	Unité	Condition: Marquage seulement exigé si	Exigence de marquage ^b
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5
Nom du constructeur ou marque				X
Désignation du type du constructeur				X
Type d'équipement		c		X
Tension maximale assignée	V ou U_r	kV		X
Tension de tenue à fréquence industrielle assignée	U_d	kV		X
Tension de tenue aux chocs de foudre assignée	U_p	kV		X
Fréquence industrielle assignée	f_r	Hz	La caractéristique assignée n'est pas applicable à 50 Hz et 60 Hz	Y
Courant (normal) permanent assigné	I_r	A		X
Durée de court-circuit assignée	t_k	s	Différente de 0,5 s	Y
Courant coupé assigné en court-circuit	I_{sc}	A ou kA		X
Facteur de premier pôle	k_{pp}		Spécifier 1,3 si assigné pour 1,5 et 1,3	Y
Courant de déclenchement minimal assigné	$I_{>min}$	A	Disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série non réglables	Y
Capacité de déglacage		mm	Épaisseur de plus de 1 mm et si l'essai de type est exigé (voir 6.110)	Y
Type et quantité (volume de liquide ou masse de gaz) du matériau isolant		l ou kg ^d	Contient du liquide ou du gaz	Y
Masse (y compris l'huile des dispositifs qui en sont remplis)		kg (lbs) ^d		X
Numéro de série et date de fabrication				X
Une plaque signalétique ou étiquette auxiliaire séparée peut être utilisée pour les informations relatives à l'alimentation.				
^a L'abréviation de la colonne 2 peut être utilisée à la place du terme de la colonne 1. Si le terme de la colonne 1 est utilisé, le mot "assigné" n'est pas exigé.				
^b X = le marquage de ces valeurs est obligatoire. Les vides indiquent une valeur nulle. Y = le marquage de ces valeurs selon les conditions de la colonne 4.				
^c Type d'équipement: la plaque signalétique doit également contenir le ou les mots "disjoncteur à réenclenchement" ou "disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit" selon sa capacité de séquence de manœuvres (voir 5.104).				
^d Les unités de mesure SI sont préférentielles. Toutefois, les unités spécifiques au pays peuvent être utilisées (le gallon aux États-Unis (US gal.), livre-force (lb _f), livre-masse (lb _m)).				

6.12 Dispositifs de verrouillage

Le paragraphe 6.12 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.13 Indicateur de position

Le paragraphe 6.13 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les ajouts suivants.

Pour les disjoncteurs à réenclenchement montés sur socle, en chambre sèche ou submersibles, l'affichage de l'indicateur de position peut exiger l'ouverture de l'enveloppe montée sur socle ou souterraine.

En l'absence de spécification utilisateur, les couleurs préférentielles pour indiquer une position ouverte ou fermée sont le rouge (position fermée) et le vert (position ouverte).

6.14 Degrés de protection procurés par les enveloppes

6.14.1 Généralités

Le paragraphe 6.14 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable. Les degrés de protection procurés par les enveloppes doivent être conformes à l'IEC 60529 et aux dispositions de 6.14.2 à 6.14.4.

6.14.2 Protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses et protection du matériel contre la pénétration de corps solides étrangers (codification IP)

6.14.2.1 Exigences générales

Le degré minimum de protection des personnes et du matériel procuré par une enveloppe, contre l'accès aux parties dangereuses du circuit principal, des circuits de commande et/ou auxiliaires, contre l'accès aux parties en mouvement dangereuses ainsi que contre la pénétration de corps solides étrangers, doit être au moins IP1XB selon l'IEC 60529.

6.14.2.2 Exigences relatives aux équipements dans les zones accessibles au public

Les équipements contenant des boîtiers de commande et destinés à être installés dans des zones accessibles au public doivent être conformes au niveau de degré de protection IP4X au moins. Ces boîtiers doivent être conçus pour atténuer les dangers potentiels que représentent les équipements pour les personnes non autorisées. Les considérations en matière de sécurisation des câbles externes associés et des raccords de câbles et en matière de prévention de l'accès par d'autres personnes que les personnes autorisées doivent faire l'objet d'un accord entre l'utilisateur et le constructeur.

Pour sécuriser le boîtier de commande, les mesures suivantes sont en général prises pour faire face aux dangers que présentent les équipements accessibles au public.

- a) Des mécanismes de verrouillage à trois points ou équivalents sont utilisés pour sécuriser une porte d'entrée.

NOTE 1 Un mécanisme de verrouillage à trois points permet de verrouiller les côtés sans charnière d'une porte, et ainsi de sécuriser tous les côtés d'une porte. Ce type de mécanisme augmente considérablement la sécurité de la porte comparé à un mécanisme de verrouillage à un seul point.

- b) Les panneaux du boîtier sont fixés ou équipés de charnières pour résister au démontage, à l'arrachage ou à l'ouverture forcée depuis l'extérieur avec les portes fermées et verrouillées. Aucune vis, aucun boulon, ni aucun autre dispositif de fixation ne sont démontables depuis l'extérieur pour accéder aux parties sous tension dans le boîtier sans l'aide d'outils spéciaux.
- c) Les boulons de serrage et orifices filetés associés, les charnières et les broches de charnières sont en acier inoxydable AISI6 type 304 ou matériau équivalent anticorrosion.

- d) Les boîtiers sont équipés de cadenas, utilisant au moins un moyen de fermeture par cadenas fourni par porte d'entrée.

NOTE 2 Dans certains pays et lorsque cela est spécifié par l'utilisateur, la conformité à l'IEEE Std C57.12.28.xx peut être exigée.

6.14.3 Protection contre la pénétration d'eau (codification IP)

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être conformes au niveau de degré de protection IPX3 ou supérieur conformément à l'IEC 60529.

6.14.4 Protection du matériel contre les impacts mécaniques dans les conditions normales de service (codification IK)

Le paragraphe 6.14.4 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

6.15 Lignes de fuite pour les isolateurs d'extérieur

Le paragraphe 6.15 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.16 Étanchéité au gaz et au vide

Le paragraphe 6.16 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.17 Étanchéité des systèmes de liquide

Le paragraphe 6.17 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant.

La construction du réservoir des dispositifs remplis de liquide ou non pressurisés doit permettre d'éviter les fuites et permettre au disjoncteur à réenclenchement de rester opérable mécaniquement à la pression maximale générée par le fonctionnement normal du disjoncteur à réenclenchement (échauffement, interruption de charge et fermeture sur défaut, par exemple).

6.18 Risque de feu (inflammabilité)

Le paragraphe 6.18 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.19 Compatibilité électromagnétique (CEM)

Le paragraphe 6.19 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Les éléments de commande fournis avec les disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement shunt doivent résister, sans être endommagés, à des tensions de choc générées dans la source d'énergie à basse tension, dans les transformateurs de tension et/ou de courant connectés aux éléments de commande ou dans les câbles de commande reliant le disjoncteur à réenclenchement aux éléments de commande. Les essais spécifiés en 7.111 démontrent cette aptitude.

6.20 Émission de rayons X

Le paragraphe 6.20 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.21 Corrosion

Le paragraphe 6.21 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.22 Niveaux de remplissage pour l'isolement, la coupure et/ou la manœuvre

Le paragraphe 6.22 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

6.101 Construction du réservoir: disjoncteurs à réenclenchement submersibles ou à chambre sèche

6.101.1 Matériau du réservoir et fini

Le réservoir et tous les matériaux de fixation doivent être en matériau anticorrosion ou recouverts d'un fini antichoc et anticorrosion. Ils doivent également pouvoir être stockés dans des zones non couvertes.

6.101.2 Piégeage de l'eau

Les parties extérieures du réservoir ou des accessoires ne doivent pas piéger ni retenir l'eau.

6.101.3 Support du réservoir

Des éléments d'ancrage du réservoir doivent être prévus sur le support du réservoir.

6.101.4 Oreilles de levage

Des points de fixation permettant de lever le disjoncteur à réenclenchement doivent être prévus pour procéder au levage et à l'installation conformément aux instructions du constructeur. Ils doivent être conçus et placés sur le réservoir afin d'éviter que les élingues de levage et les accessoires (traversées, poignées de manœuvre, etc.) ne se gênent, et pour éviter de rayer ou de tacher le fini du réservoir lors de la manipulation.

6.102 Compteurs

Un compteur de manœuvres doit être prévu pour indiquer le nombre total de manœuvres d'unité des disjoncteurs à réenclenchement automatiques. Le compteur doit être visible lorsque le disjoncteur à réenclenchement est en service.

6.103 Dimensions de bornes de conducteur

Pour la connexion de conducteurs nus, les bornes doivent recevoir des conducteurs de dimension adaptée afin d'acheminer le courant (normal) permanent assigné du disjoncteur à réenclenchement sans dépasser la valeur d'échauffement appropriée indiquée en 7.5.5.

Pour les disjoncteurs équipés d'extrémités de câble, il convient que les traversées reçoivent des extrémités de câble conformes à l'IEEE Std 386 [6] ou à la série IEC 60502 [12], sauf spécification contraire par l'utilisateur.

7 Essais de type

7.1 Généralités

7.1.1 Principes fondamentaux

Le paragraphe 7.1.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être en mesure de satisfaire aux essais de type décrits de 7.2 à 7.11 inclus et de 7.101 à 7.113 inclus, selon le cas. À l'issue, il n'est pas nécessaire de répéter les essais de type, sauf si la conception a changé au point de modifier les caractéristiques de performances du disjoncteur à réenclenchement.

Le reconditionnement n'est pas admis pendant un essai de type individuel. L'essai de fonctionnement normalisé complet spécifié en 7.103 est considéré comme un essai de type.

Voir l'Annexe E pour les tolérances appliquées aux valeurs d'essai.

NOTE Le terme "essai de type" de l'IEC est équivalent au terme "essai de conception" de l'IEEE.

7.1.2 Informations pour l'identification des objets d'essai

Le paragraphe 7.1.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

La définition d'un disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique inclut sa commande automatique. Le constructeur doit inclure dans les informations fournies au laboratoire d'essai toutes les informations suffisantes permettant d'identifier la commande utilisée dans les essais de type. Le cas échéant, ces informations doivent inclure le numéro de modèle, le numéro de série, la révision de micrologiciel, la révision logicielle et d'autres informations appropriées relatives au logiciel de commande.

La définition d'un disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit implique un montage ou support de type fusible. Ce montage ou support est intégré à la capacité diélectrique du dispositif. Le constructeur doit inclure dans les informations fournies au laboratoire d'essai toutes les informations suffisantes permettant d'identifier le montage ou le support utilisé dans les essais de type. Le cas échéant, ces informations doivent inclure la marque, le numéro de modèle et les caractéristiques assignées.

7.1.3 Informations à inclure dans les rapports d'essais de type

Le paragraphe 7.1.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant.

La définition d'un disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique inclut sa commande automatique. La commande doit être considérée comme une partie essentielle de l'appareillage dans le rapport d'essai, lequel inclut le numéro de modèle, le numéro de série, la révision de micrologiciel, la révision logicielle et d'autres schémas de commande appropriés.

La définition d'un disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit implique un montage ou support de type fusible. Ce montage ou support doit être considéré comme une partie essentielle de l'appareillage et doit être indiqué dans le rapport d'essai, y compris sa marque, son numéro de modèle et ses caractéristiques assignées.

Un disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit peut exiger de fixer provisoirement un dispositif auxiliaire visant à exécuter les fonctions de commutation connexes d'un disjoncteur à réenclenchement. Si ce type de dispositif est exigé, il doit être considéré comme une partie essentielle de l'appareillage et doit être indiqué dans le rapport d'essai, y compris sa marque, son numéro de modèle et ses caractéristiques assignées.

La disposition d'essai incluant le montage et l'utilisation de dispositifs auxiliaires doit être indiquée dans le rapport d'essai.

NOTE Un dispositif auxiliaire peut être une fixation séparable utilisée pour exécuter les fonctions de commutation non automatiques. Il est donc retiré pour les opérations automatiques normales. Ce type de dispositif peut effectuer une coupure rapide ou une action de retenue d'arc afin d'éteindre l'arc lorsque le disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit est ouvert manuellement.

Dans le présent document, le terme "tension de commande" a le même sens que "tension d'alimentation auxiliaire".

7.1.101 Conditions d'essai

7.1.101.1 État du dispositif à soumettre aux essais

Le disjoncteur à réenclenchement doit être neuf et en bon état.

7.1.101.2 Montage du dispositif

Le disjoncteur à réenclenchement doit être monté en s'approchant le plus possible des conditions normales de service pour lesquelles il a été conçu. Si le disjoncteur à réenclenchement exige un appareil de commande, ce dernier doit être raccordé pendant les essais en observant les exigences minimales suivantes:

- a) la commande doit être montée sur le disjoncteur à réenclenchement selon la conception du constructeur ou positionné à moins de 2 m des bornes de phase du disjoncteur à réenclenchement en essai;
- b) le disjoncteur à réenclenchement doit être relié à l'appareil de commande avec le câble homologué par le constructeur, dont la longueur doit être la longueur maximale admise par le constructeur, sauf qu'il peut ne pas mesurer plus de 6 m;
- c) la commande doit être placée dans la même pièce que le disjoncteur à réenclenchement sans blindage supplémentaire, outre celui fourni par le constructeur pour le service normal;
- d) les raccordements aux bornes de l'appareillage doivent être disposés de manière à éviter toute contrainte irréaliste des bornes. La distance entre les bornes et les premiers supports des conducteurs des deux côtés de l'appareillage doit être conforme aux indications du constructeur.
- e) un disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit peut exiger de fixer provisoirement un dispositif auxiliaire visant à exécuter les fonctions de commutation connexes d'un disjoncteur à réenclenchement. Si ce type de dispositif est exigé, il peut ne pas être monté, sauf pour les essais exigeant son utilisation (voir la Note de 6.1.3).

Si le constructeur prévoit de toujours intégrer l'appareil de commande sur ou dans la structure du disjoncteur à réenclenchement, l'appareil doit être considéré comme conforme à a) et b) ci-dessus avec un câble de commande de longueur nulle.

7.1.101.3 Mise à la terre du dispositif

Toutes les parties du disjoncteur à réenclenchement, y compris l'appareil de commande le cas échéant, doivent être mises à la terre par un câble relié à la borne de terre et à d'autres parties à mettre à la terre, de manière à ne pas diminuer la tension de tenue.

7.1.101.4 Fréquence industrielle

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être soumis à l'essai à la fréquence assignée avec une tolérance de $\pm 5\%$. Toutefois, pour faciliter l'essai, certains écarts par rapport à la tolérance ci-dessus sont admis. Par exemple, si les disjoncteurs à réenclenchement assignés à 50 Hz sont soumis à l'essai à 60 Hz et inversement, il convient de bien faire attention lors de l'interprétation des résultats, en tenant compte de tous les faits importants comme le type de disjoncteur à réenclenchement et le type d'essai réalisé.

NOTE 1 En particulier, il est reconnu que pour la plupart des ampoules à vide, di/dt n'est pas un critère pertinent pour la comparaison, et les essais à 50 Hz sont acceptables pour des caractéristiques assignées de 60 Hz, mais pas l'inverse.

NOTE 2 Voir l'IEC TR 62271-306 [13] pour des informations supplémentaires relatives à l'applicabilité des essais à différentes fréquences.

7.2 Essais diélectriques

7.2.1 Généralités

Le paragraphe 7.2.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les ajouts et modifications suivants.

Les niveaux d'isolement assignés des disjoncteurs à réenclenchement montés sur coupe-circuit s'appuient en partie sur les caractéristiques assignées du support ou de la base du fusible identifiées par le constructeur en 7.1.1 et 7.1.2. Voir 7.2.6.3 pour les conditions d'essai spéciales du disjoncteur à réenclenchement monté sur coupe-circuit.

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être en mesure de résister, sans être endommagés ni endommager leurs appareils de commande associés, le cas échéant, aux tensions d'essai du Tableau 2 ou du Tableau 3, lorsque l'essai est réalisé conformément à 7.1.

7.2.2 Conditions de l'air ambiant pendant les essais

Le paragraphe 7.2.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.2.3 Modalités des essais sous pluie

Le paragraphe 7.2.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.2.4 Disposition de l'appareil

Le paragraphe 7.2.4 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les ajouts suivants:

- a) Sur les disjoncteurs à réenclenchement de ligne aérienne, les connexions électriques doivent être assurées à l'aide d'un fil nu, relié à chaque borne. Ces fils nus doivent se projeter de manière à ne pas diminuer la valeur de tenue. Toutes les pliures nécessaires peuvent être faites au niveau des bornes. Les connexions du câble d'essai doivent être réalisées avec les câbles sortant des bornes. Les bornes doivent être représentatives de celles utilisées en service;
- b) Sur les disjoncteurs à réenclenchement montés sur socle, submersibles et en chambre sèche, les connexions doivent être réalisées au moyen d'une extrémité de câble similaire à celle pour laquelle le disjoncteur à réenclenchement a été conçu. Si les extrémités capables de respecter la tension diélectrique spécifiée ne sont pas disponibles, d'autres extrémités (traversée et/ou connecteurs) peuvent les remplacer pour les besoins de ces essais.

7.2.5 Conditions de réussite des essais

Le paragraphe 7.2.5 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec la modification suivante:

Lors d'essais sur l'appareillage comprenant des ampoules à vide ouvertes, il peut être appliqué pour chaque polarité au maximum 25 essais de chocs préliminaires à une tension inférieure ou égale à la tension de tenue assignée. Le nombre et le niveau de chocs préliminaires doivent être spécifiés par le constructeur. Les amorçages constatés pendant l'application de ces chocs préliminaires doivent être ignorés pour les besoins des statistiques de tenue utilisées pour déterminer le résultat satisfaisant ou non de l'équipement.

NOTE Pour de plus amples informations relatives à l'application de chocs préliminaires à une ampoule à vide ouverte, voir la référence [14].

7.2.6 Application de la tension d'essai et conditions d'essai

7.2.6.1 Généralités

Le paragraphe 7.2.6.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.2.6.2 Cas général

Le paragraphe 7.2.6.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

Les disjoncteurs monophasés doivent être soumis à l'essai pour les conditions 1, 4 et 7 du Tableau 10 de l'IEC 62271-1:2017. Les connexions des bornes des phases B et C ne sont pas applicables.

7.2.6.3 Cas particuliers

Le paragraphe 7.2.6.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

Les essais en position ouverte des disjoncteurs à réenclenchement montés sur coupe-circuit sont donnés pour le dispositif en position "relâchée".

Si la séquence de manœuvres permet au dispositif de conserver une distance d'interruption ouverte et une distance d'isolement fermée, la distance d'isolement seule et la distance d'interruption seule doivent être soumises à l'essai pour les cas d'essai en position ouverte (les disjoncteurs à réenclenchement montés sur coupe-circuit, par exemple).

7.2.7 Essais de l'appareillage de $U_r \leq 245$ kV

7.2.7.1 Généralités

Le paragraphe 7.2.7.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les modifications suivantes:

Les essais doivent être réalisés avec des tensions d'essai égales aux valeurs de tenue du Tableau 2 ou du Tableau 3.

NOTE Le domaine d'application du présent document est limité à la plage de tensions supérieure à 1000 V jusqu'à 38 000 V inclus.

7.2.7.2 Essais de tension à fréquence industrielle

Le paragraphe 7.2.7.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.2.7.3 Essais de tension de choc de foudre

Le paragraphe 7.2.7.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

La valeur moyenne de tous les essais dans un groupe doit être supérieure ou égale à la valeur assignée.

7.2.7.101 Tension d'essai de tenue en courant continu

Sur les disjoncteurs à réenclenchement utilisant des connecteurs de câble montés sur socle, en chambre sèche et submersibles, un essai de tenue en courant continu doit être réalisé en plus de l'essai de tenue à fréquence industrielle de 7.2.7.1 ci-dessus. Si elle est utilisée, la tension d'essai appliquée doit être égale à la valeur indiquée dans la colonne 5 du Tableau 3. Les tensions d'essai en courant continu ou à très basse fréquence sont utilisées sur des câbles qui peuvent toujours être reliés à l'appareillage. Cet essai de type permet de vérifier que l'appareillage peut également résister à la même tension d'essai.

Voir 11.101 pour une présentation des essais sur site.

La source d'alimentation en courant continu utilisée pour l'essai de tenue en courant continu doit être en mesure de fournir au moins 10 mA avant le déclenchement par suite d'une surcharge. L'essai doit être considéré comme un échec:

- a) en présence d'un courant de fuite de plus de 10 mA, ou
- b) si le dispositif d'essai n'est pas en mesure de résister à la tension.

Des décharges disruptives non soutenues peuvent se produire et sont admises.

NOTE Ces critères d'essai reconnaissent la probabilité de passage d'un léger courant de fuite sur toute la longueur du support isolant ou à travers une surface isolante tout en supportant toujours la tension continue élevée. Cela est particulièrement vrai pour les ampoules à vide.

7.2.8 Essais de l'appareillage de $U_r > 245$ kV

Le paragraphe 7.2.8 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable, le domaine d'application du présent document étant limité à 38 kV au maximum.

7.2.9 Essais de pollution artificielle pour les isolateurs d'extérieur

Le paragraphe 7.2.9 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.3 Essai de tension de perturbation radioélectrique (RIV)

Le paragraphe 7.3 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable, les essais de tension de perturbation radioélectrique n'étant pas exigés par le présent document.

7.4 Mesurage de la résistance

7.4.1 Mesurage de la résistance des contacts auxiliaires de classes 1 et 2

Le paragraphe 7.4.1 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

7.4.2 Mesurage de la résistance des contacts auxiliaires de classe 3

Le paragraphe 7.4.2 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

7.4.3 Essai de continuité électrique des parties métalliques reliées à la terre

Le paragraphe 7.4.3 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.4.4 Mesurage de la résistance des contacts et des connexions dans le circuit principal sous forme de vérification d'état

Le paragraphe 7.4.4 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.5 Essais au courant permanent

7.5.1 État de l'objet d'essai

Le paragraphe 7.5.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.5.2 Disposition de l'appareil

Le paragraphe 7.5.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

L'objet d'essai doit être disposé conformément à 7.1.

7.5.3 Valeurs du courant d'essai et de sa durée

7.5.3.1 Essai sur le circuit principal

Le paragraphe 7.5.3.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.5.3.2 Essai des équipements auxiliaires et de commande

Le paragraphe 7.5.3.2 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Les exigences d'essai de courant permanent ou d'échauffement des autres équipements auxiliaires et équipements de commande sont satisfaites par l'exécution des essais d'interruption, des essais d'endurance mécanique et des essais d'échauffement du circuit principal.

Étant donné que l'équipement auxiliaire et de commande est inclus dans la définition d'un disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique, il est exigé de l'inclure dans le fonctionnement du disjoncteur à réenclenchement pendant les essais d'interruption et les essais d'endurance mécanique.

7.5.4 Mesurage de la température pendant l'essai

7.5.4.1 Température de l'air ambiant

Le paragraphe 7.5.4.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les ajouts suivants.

La méthode de mesure de la température de l'air ambiant spécifiée dans l'IEC 62271-1:2017 est la méthode préférentielle.

Les méthodes de mesure de la température ambiante décrites dans les éditions précédentes de l'IEC 62271-111 sont également valables.

7.5.4.2 Température de l'objet d'essai

Le paragraphe 7.5.4.2 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant:

La disposition suivante doit être admise comme une alternative à la disposition de l'équipement spécifiée en 7.5.4.2 de l'IEC 62271-1:2017, auquel cas la différence d'échauffement de 5 K entre les bornes et les connexions externes ne doit pas s'appliquer.

Le disjoncteur à réenclenchement doit disposer d'un conducteur d'au moins 1,2 m de long connecté à chaque borne. Pour les disjoncteurs à réenclenchement comportant des traversées conçues pour assurer la connexion aux conducteurs en cuivre nu, utiliser des câbles ne dépassant pas les dimensions indiquées au Tableau 8. Pour les câbles en aluminium, voir le Tableau 9. Pour les disjoncteurs à réenclenchement conçus pour être utilisés avec des câbles submersibles ou isolés, les câbles doivent être choisis en fonction du courant et de la tension assignés du disjoncteur à réenclenchement. Voir l'IEEE Std 386 pour des recommandations. La connexion doit être réalisée aux extrémités de ces conducteurs.

Pour les niveaux de courant permanent assignés supérieurs à ceux indiqués au Tableau 8 ou au Tableau 9, la disposition donnée dans l'IEC 62271-1:2017 doit être respectée.

Tableau 8 – Dimension des câbles en cuivre nu ^a

Courant (normal) permanent assigné A	Dimension de câbles		
	AWG	kcmil	mm ²
Jusqu'à 50	#6 solide	26,2	13
70 à 100	#2/0 toronné	133	67
140 à 200	#4/0 toronné	211	107
250 à 315	–	400	200
400	–	500	250
500	–	600	300
630	–	750	400
800	–	1 000	500

^a Plusieurs conducteurs (parallèles) de section nette équivalente sont admis.

Tableau 9 – Dimension des câbles en aluminium nu ^a

Courant (normal) permanent assigné A	Dimension de câbles		
	AWG	kcmil	mm ²
200	#4/0 toronné	211	107
500	–	1 000	500
630	–	1 250	625

^a Plusieurs conducteurs (parallèles) de section nette équivalente sont admis.

7.5.5 Résistance du circuit principal

Le paragraphe 7.5.5 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.5.6 Conditions de réussite des essais

Le paragraphe 7.5.6 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.6 Essais au courant de courte durée admissible et à la valeur de crête du courant admissible

Le paragraphe 7.6 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant.

La valeur de crête du courant (pour un circuit triphasé, la valeur la plus élevée dans l'une des phases extrêmes) ne doit pas être inférieure à la valeur de crête du courant admissible assignée (I_p) et elle ne doit pas la dépasser de plus de 5 % sans l'accord du constructeur.

7.7 Vérification de la protection

Le paragraphe 7.7.1 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec les limitations et exceptions indiquées en 6.14.

Le paragraphe 7.7.2 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

7.8 Essais d'étanchéité

Le paragraphe 7.8 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.9 Essais de compatibilité électromagnétique (CEM)

Le paragraphe 7.9 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Voir 7.111 pour les essais sur les éléments de commande électronique d'un disjoncteur à réenclenchement.

7.10 Essais complémentaires sur les circuits auxiliaires et de commande

Le paragraphe 7.10 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

La réussite des essais d'interruption, des essais d'endurance mécanique et des essais de courant permanent du circuit principal est considérée comme un processus approprié de vérification des circuits auxiliaires et des circuits de commande.

NOTE Étant donné que l'équipement auxiliaire et de commande est inclus dans la définition d'un disjoncteur à réenclenchement de circuit automatique, il est inclus dans le fonctionnement du disjoncteur à réenclenchement pendant les essais d'interruption et les essais d'endurance mécanique.

7.11 Essai des rayonnements X pour les ampoules à vide

Le paragraphe 7.11 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable.

7.101 Essais de coupure de courant de ligne à vide et de courant de câble à vide

7.101.1 Généralités

Dans le cadre des essais en laboratoire, les lignes et les câbles peuvent être en partie ou en totalité remplacés par des circuits artificiels équipés d'éléments localisés de condensateurs, de bobines d'inductance ou de résistances. Les phénomènes qui se produisent après un événement de réamorçage ou de réallumage ne sont pas représentatifs des conditions de service, le circuit d'essai ne reproduisant pas parfaitement les conditions de tension d'avant l'événement.

Les disjoncteurs à réenclenchement monophasés sont souvent utilisés par trois sur un circuit triphasé. Par conséquent, les disjoncteurs à réenclenchement monophasés doivent satisfaire aux essais de courant de ligne et de câble à vide.

7.101.2 Caractéristiques des circuits d'alimentation

La fréquence du circuit d'alimentation doit être la fréquence assignée avec une tolérance de ± 2 %.

Les essais à 60 Hz démontrent les caractéristiques de coupure à 50 Hz.

Les essais à 50 Hz peuvent être considérés comme révélateurs des caractéristiques à 60 Hz, à condition que la tension dans le disjoncteur à réenclenchement ne soit pas inférieure au cours des 8,3 premières millisecondes à ce qu'elle serait pendant un essai à 60 Hz à la tension spécifiée. Cela implique que la crête de la tension d'une source de 50 Hz soit supérieure à celle d'un essai à 60 Hz. En cas de réamorçage après 8,3 ms, la tension instantanée étant supérieure à ce qu'elle serait pendant un essai à 60 Hz, il convient de répéter la séquence d'essais à 60 Hz.

Le circuit d'essai doit satisfaire aux exigences suivantes:

- a) l'impédance de source Z_s doit être dans la plage d'un circuit T20 et d'un circuit T50;
- b) le facteur de puissance de l'impédance de source doit être compris entre 5 % et 20 %.

La tension transitoire de rétablissement présumée du circuit d'alimentation ne doit pas être plus sévère que la tension transitoire de rétablissement spécifiée pour une séquence d'essais de court-circuit T50. Les courants d'appel peuvent être contrôlés à l'aide d'un circuit d'amortissement.

7.101.3 Mise à la terre du circuit d'alimentation

Le neutre source du circuit triphasé doit être correctement mis à la terre. Pour les essais monophasés, le circuit doit être mis à la terre, mais la mise à la terre peut être réalisée au niveau d'une borne du circuit d'alimentation. La Figure 2a et la Figure 2b présentent les schémas de circuit d'essai.

7.101.4 Caractéristiques du circuit capacitif à commuter

7.101.4.1 Généralités

Les caractéristiques du circuit capacitif doivent, tous les appareils de mesure nécessaires (des diviseurs de tension, par exemple) étant inclus, être telles que la diminution de la tension côté charge ne dépasse pas 10 % au bout d'un intervalle de 300 ms après l'extinction d'arc finale.

Si des condensateurs sont utilisés pour simuler les câbles et les lignes, une résistance (R_{surge}) présentant une valeur maximale égale à 5 % de l'impédance capacitive peut être insérée en série avec les condensateurs. Des valeurs plus élevées ne sont pas admises étant donné qu'elles peuvent influencer outre mesure la tension de rétablissement.

Voir la Figure 2 pour le circuit d'essai où C_1 est choisi pour donner le courant d'essai; C_0 est déterminé par le rapport C_1/C_0 indiqué au Tableau 10. Pour les câbles blindés, $C_1 = C_0$ et les condensateurs montés en étoile ne sont pas utilisés.

7.101.4.2 Disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec déclenchement de pôle indépendant

Les disjoncteurs à réenclenchement triphasés sont capables de procéder à un déclenchement de pôle indépendant, c'est-à-dire que les pôles ne sont pas couplés et qu'ils peuvent être soumis à l'essai selon l'une des méthodes ci-dessous. Dans les deux cas, des essais sur une seule des phases sont exigés:

- essais monophasés sur l'une des phases à l'aide d'un circuit monophasé avec une tension d'essai conforme à 7.101.6;
- essais monophasés dans un circuit d'essai triphasé, deux phases du circuit capacitif étant reliées directement au circuit d'alimentation triphasé et une phase étant reliée au circuit d'alimentation par l'intermédiaire du pôle de disjoncteur à soumettre à l'essai.

7.101.4.3 Essais de commutation de courant de ligne à vide

S'il est admissible d'utiliser des lignes parallèles ou de remplacer en partie ou en totalité la véritable ligne triphasée par des batteries de condensateurs concentrées, la capacité directe obtenue doit être environ égale à trois fois la capacité homopolaire.

7.101.4.4 Essais de commutation de courant de câble à vide

Des condensateurs peuvent être utilisés pour simuler les câbles. Pour les essais triphasés représentant des câbles à ceinture à trois fils, la capacité directe doit être environ égale à deux fois la capacité homopolaire.

NOTE Il s'agit de faire reposer l'essai sur des paramètres d'essai, c'est-à-dire le rapport C_1/C_0 , plutôt que sur des types de câbles. La valeur de 2,0 pour ce rapport est considérée comme étant le cas le plus sévère pour les types de câbles à ceinture ou blindés à trois fils.

Pour les essais, une ligne aérienne courte peut être utilisée en série avec un câble, à condition que le courant de ligne à vide ne dépasse pas 1 % du courant de ligne à vide.

7.101.5 Forme d'onde du courant

Il convient que la forme d'onde du courant à couper soit sinusoïdale. Cette condition est considérée comme étant satisfaite si le rapport de la valeur efficace du courant sur la valeur efficace de la composante fondamentale ne dépasse pas 1,2.

Le courant à couper ne doit pas passer par zéro plus d'une seule fois par demi-cycle de fréquence industrielle.

7.101.6 Tension d'essai

Les essais monophasés ne sont pas admis pour vérifier les performances de commutation triphasée, sauf dans les conditions de 7.101.4.2.

La tension d'essai à fréquence industrielle est la moyenne des tensions entre phases et doit être mesurée dans l'intervalle compris entre 1 cycle et 1,5 cycle après l'extinction d'arc de phase finale. Une alternative acceptable consiste à multiplier la moyenne des tensions phase-terre par $\sqrt{3}$.

Dans le cas des essais triphasés réalisés sur des disjoncteurs à réenclenchement triphasés ou monophasés, la tension d'essai doit être supérieure ou égale à la tension maximale assignée du disjoncteur à réenclenchement. Les trois tensions de phase individuelles ne doivent pas varier de plus de 10 % de la valeur moyenne.

La tension d'essai à fréquence industrielle et la tension continue résultant de la charge piégée sur le circuit capacitif doivent être maintenues pendant au moins 0,3 s après la coupure.

L'amplitude de tension après le relâchement peut augmenter rapidement au bout de plusieurs réamorçages, et les laboratoires d'essai peuvent procéder à la mise hors tension pour protéger leurs équipements. Le disjoncteur à réenclenchement doit résister à la tension de rétablissement pendant au moins 0,3 s après la coupure, l'opération étant alors considérée comme ayant réussi. Sinon, l'opération ne doit être considérée ni comme une réussite ni comme un échec.

NOTE Le domaine d'application du présent document est limité à des tensions maximales assignées de 38 kV au maximum. De nombreux laboratoires d'essai peuvent satisfaire aux exigences d'essai de commutation du présent document sans recourir à des essais monophasés pour vérifier les performances triphasées.

7.101.7 Courant d'essai

Les essais doivent être réalisés aux courants capacitifs assignés établis par le constructeur. Les caractéristiques assignées minimales de courant exigées sont spécifiées au Tableau 6.

7.101.8 Séquences d'essais

Les deux séquences d'essais doivent être réalisées sur un objet d'essai sans maintenance. Les abréviations suivantes s'appliquent:

- courant de ligne à vide, séquences d'essais LC;
- courant de câble à vide, séquences d'essais CC;

Les essais de commutation de courant capacitif des disjoncteurs à réenclenchement doivent être réalisés après avoir procédé à au moins une séquence assignée de manœuvres de la séquence d'essais T20 comme essai de préconditionnement (T20 se rapporte au pouvoir de coupure assigné du disjoncteur à réenclenchement).

En variante, l'essai de préconditionnement peut être composé:

- du même courant que celui de la séquence d'essais T20;
- d'aucune tension transitoire de rétablissement spécifiée;
- d'au moins quatre manœuvres d'ouverture.

NOTE 1 Le constructeur peut choisir de réaliser des itérations supplémentaires des essais de préconditionnement T20.

NOTE 2 Les durées d'arc pour les essais de préconditionnement à T20 ne sont pas spécifiées.

Les essais de commutation de courant capacitif doivent être composés des séquences d'essais spécifiées au Tableau 10.

Tableau 10 – Séquences d'essais de commutation

Type d'essai	Nombre de manœuvres	C_1/C_0	Courant d'essai
Préconditionnement ^a	Au moins 4 manœuvres	Non applicable	20 % du courant de court-circuit assigné ^a
Ligne à vide (LC)	20 CO	3,0	100 % de ligne à vide assignée
Câble à vide (CC)	20 CO	2,0	100 % de câble à vide assigné

^a Les essais de préconditionnement peuvent être réalisés à tension réduite, à condition que la moyenne des durées d'arc pour le premier pôle qui coupe des 4 essais de coupure à tension réduite soit égale à au moins 80 % de la moyenne des durées d'arc pour le premier pôle qui coupe détecté pendant la séquence d'essais T20 réalisée à la tension assignée.

Les réallumages pendant les essais de commutation de courant capacitif sont admis.

Pour chaque essai il convient de définir la durée d'arc de manière aléatoire.

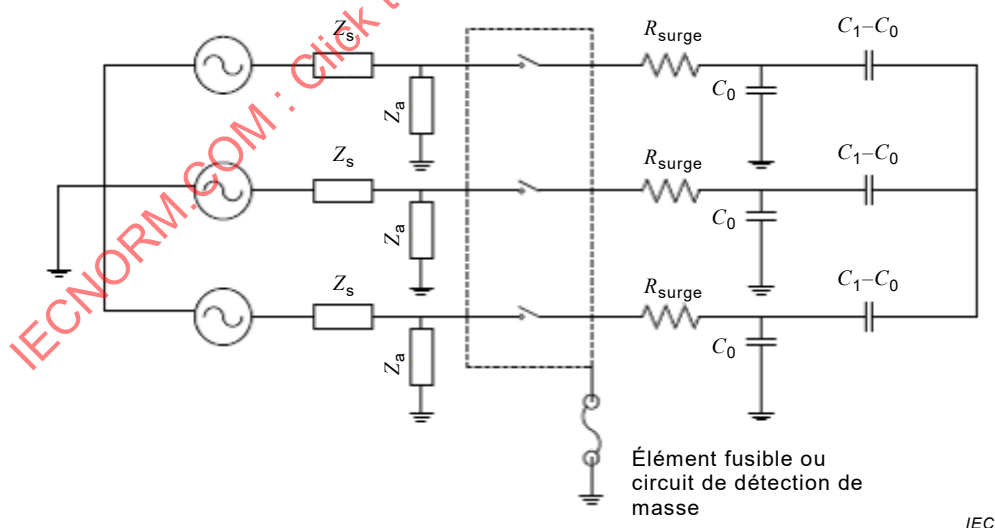


Figure 2a – Circuit triphasé

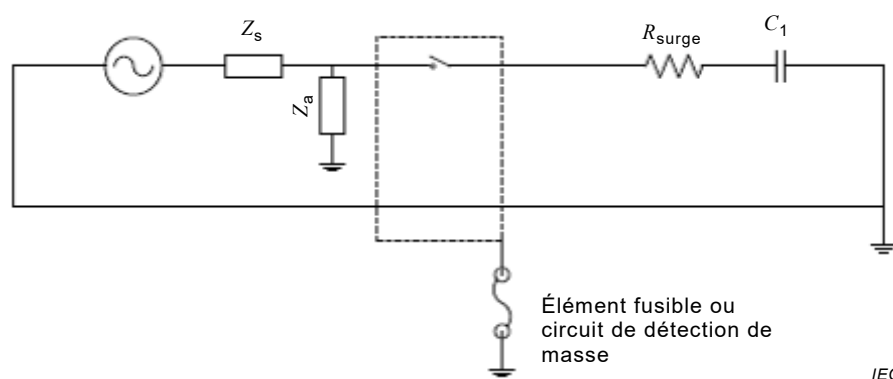


Figure 2b – Circuit monophasé

Légende

- Z_s impédance de source (voir 7.101.3)
- Z_a impédance du circuit TTR
- C_0 capacité de charge à la terre utilisée pour établir le rapport C_1/C_0 (voir 7.101.4)
- C_1 capacité de charge pour déterminer le courant d'essai (voir 7.101.4)
- R_{surge} résistance en série avec capacité de charge pour simuler l'impédance d'onde de la ligne ou du câble (voir 7.101.4)

Figure 2 – Circuits d'essai pour les essais de commutation de câble à vide et de ligne à vide (voir 7.101.5)

7.101.9 Conditions de réussite des essais

7.101.9.1 Généralités

Le comportement du disjoncteur à réenclenchement pendant la coupure et la fermeture des courants capacitifs dans toutes les séquences d'essais prévues doit satisfaire aux conditions données en 7.112 une fois les contacts totalement séparés et au repos. Le disjoncteur à réenclenchement doit réussir les essais LC et CC.

7.101.9.2 Limitations de réamorçage

Le disjoncteur à réenclenchement doit avoir réussi les essais si pas plus de trois manœuvres ont déclenché des réamorçages pendant les essais LC et CC combinés. Les réamorçages qui se produisent dans les 0,3 premières secondes qui suivent la coupure initiale doivent compter parmi les trois réamorçages maximums. Les essais qui résistent pendant 0,3 s, mais qui déclenchent un réamorçage après 0,3 s doivent être considérés comme n'étant pas valables et doivent être répétés.

Les décharges disruptives de l'enveloppe ou du châssis du disjoncteur à réenclenchement ne sont pas admises (voir la surveillance du courant à la terre de la Figure 2).

7.102 Pouvoir de fermeture

7.102.1 Procédure d'essai

L'essai de fonctionnement normalisé de 7.103.4 démontre la capacité de l'éclateur de coupure du disjoncteur à réenclenchement à fermer et verrouiller le courant établi assigné en court-circuit du disjoncteur à réenclenchement. Si le disjoncteur à réenclenchement est équipé d'un éclateur de non-coupure qui peut être fermé en défaut, le pouvoir de coupure en défaut doit être démontré par un essai séparé pour chaque éclateur supplémentaire (des disjoncteurs à réenclenchement sur coupe-circuit, par exemple).

La démonstration du pouvoir de fermeture des éclateurs de non-coupure doit être réalisée dans un essai de fermeture de défaut à l'aide de la méthode de fermeture destinée à cet éclateur. Le disjoncteur à réenclenchement doit être fermé à la tension maximale assignée et au courant coupé assigné en court-circuit indiqués en 5.102. Ces trois manœuvres de fermeture sans maintenance doivent être réalisées sur le même objet.

7.102.2 Critères de réussite des essais de courant établi

Le disjoncteur à réenclenchement doit fonctionner en position verrouillée. Après les essais, le disjoncteur à réenclenchement doit satisfaire aux conditions de 7.112.

7.103 Essais de courant coupé assigné en court-circuit

7.103.1 Généralités

7.103.1.1 État du disjoncteur à réenclenchement à soumettre aux essais

Le disjoncteur à réenclenchement doit être neuf ou en bon état.

7.103.1.2 Essais monophasés/essais triphasés

Sauf comme cela a été spécifié en 7.103.5.2, les essais triphasés sont exigés pour les disjoncteurs à réenclenchement si les trois pôles fonctionnent selon un mécanisme commun ou si le support de coupure permet une interaction à partir de l'arc entre les phases pendant la coupure. Inversement, si les trois pôles fonctionnent selon des mécanismes indépendants et que le support de coupure ne permet pas l'interaction à partir de l'arc entre les phases pendant la coupure, les essais monophasés sont admis.

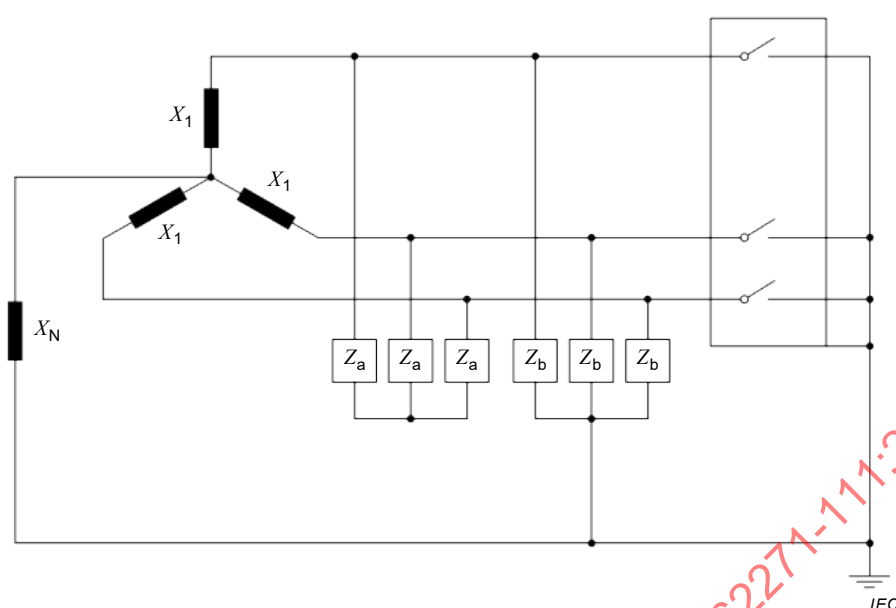
7.103.1.3 Simulation d'un système en étoile à plusieurs mises à la terre, $k_{pp} = 1,0$

Si des essais triphasés sont réalisés, les neutres de la source et de la charge doivent être mis à la terre pour 25 % à 30 % des manœuvres d'unité T20 spécifiées dans la colonne 6 du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4. Cet essai est exigé pour tous les disjoncteurs à réenclenchement triphasés simulant l'application sur des systèmes (Y) en étoile à plusieurs mises à la terre. Pour assurer l'équilibre des essais, le neutre de la charge ou l'alimentation doit être mis(e) à la terre, mais pas les deux.

Si des essais monophasés sont réalisés, une terre doit être placée sur le circuit d'essai.

7.103.1.4 Circuit d'essai pour $k_{pp} = 1,5$

Le circuit d'essai doit être tel que représenté à la Figure 3, où X_N est ouvert ou beaucoup plus grand que X_1 pour un facteur de premier pôle $k_{pp} = 1,5$. Les impédances TTR peuvent être configurées en un seul réseau série-parallèle.



Légende

X_N impédance neutre de la source

X_1 réactance de court-circuit directe

Z_a impédance entre phases du circuit TTR

Z_b impédance phase-terre du circuit TTR

X_N est beaucoup plus grand que X_1 pour le facteur de premier pôle 1,5

$X_N = 0,75 X_1$ pour le facteur de premier pôle 1,3

Pour $Z_0/Z_1 = 2$, $Z_a = Z_b = 2Z_1$

où Z_0 est la composante homopolaire de l'impédance de court-circuit côté alimentation.

Figure 3 – Représentation de court-circuit triphasé

7.103.1.5 Courant d'essai

Pour les essais triphasés, le courant est égal à la valeur efficace moyenne des courants coupés dans tous les pôles. Les trois courants de pôle individuels ne doivent pas varier de plus de 10 % de la valeur moyenne. Le courant doit être calculé selon l'Annexe I.

7.103.1.6 Tension d'essai à fréquence industrielle

La tension d'essai à fréquence industrielle doit être calculée selon l'Annexe I.

Au début de chaque séquence d'essais, et dans le cas des essais triphasés réalisés sur des disjoncteurs à réenclenchement triphasés ou monophasés, la tension d'essai doit être supérieure ou égale à la tension maximale assignée du disjoncteur à réenclenchement. Voir l'Annexe E pour les tolérances sur les grandeurs d'essai.

7.103.2 Performances de coupure

Les disjoncteurs à réenclenchement soumis à l'essai selon 7.1.101 et comme suit doivent être en mesure de couper automatiquement tous les courants à partir d'une valeur égale au réglage de déclenchement minimal le plus bas jusqu'aux courants de coupure assignés de court-circuit inclus indiqués en 5.102.

- A tous les degrés d'asymétrie correspondant aux valeurs de X/R indiquées dans les colonnes 5, 7 et 9 du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4. Toutes les valeurs

de X/R sont des valeurs minimales pour l'essai. Pour les courants autres que ceux indiqués dans les tableaux, les valeurs minimales de X/R doivent être déterminées par interpolation ou extrapolation.

Compte tenu des limitations de certains laboratoires, des valeurs de X/R plus élevées peuvent être exigées, plus particulièrement à des valeurs assignées d'interruption plus élevées. Si des valeurs de X/R plus élevées sont utilisées, le constructeur peut ajuster le délai d'ouverture pour obtenir la séparation des contacts dans les mêmes conditions que pour la valeur minimale de X/R spécifiée.

- b) À une tension d'essai telle que la tension de rétablissement à fréquence industrielle des disjoncteurs à réenclenchement monophasés et triphasés soit d'au moins:
 - 1) 100 % de la tension maximale assignée pour la première coupure d'une séquence, et
 - 2) 95 % de la tension maximale assignée pour les coupures suivantes de la séquence.
- c) Avec les valeurs TTR inhérentes indiquées du Tableau 13 au Tableau 19 correspondants, sauf pour les essais triphasés pour $k_{pp} = 1,0$ où tant la source que la charge sont mises à la terre, auquel cas la crête TTR inhérente doit être égale à 0,667 fois les valeurs indiquées dans le tableau approprié (voir 7.103.1.3). (Voir la Note 3.)
- d) À la tension de commande minimale pour laquelle le disjoncteur à réenclenchement à déclenchement shunt est conçu, sauf que cette disposition ne s'applique pas aux commandes électroniques à sources d'alimentation en courant continu autonomes.
- e) Avec une borne reliée au conducteur de ligne, à moins que les bornes de la ligne et de la charge ne soient identifiées sur le dispositif (comme un éventuel dispositif à bobine de fermeture). Dans ce cas, le côté source doit être relié à la tension source.

Les rapports d'essai doivent indiquer les valeurs TTR inhérentes réelles du circuit d'essai, ainsi que les valeurs de tension et de courant de chaque manœuvre d'essai individuelle (voir la Note 2).

Si le laboratoire d'essai n'est pas en mesure de satisfaire aux valeurs spécifiées de t_3 aux niveaux de courant T20 et T50 indiqués au Tableau 13, au Tableau 14, au Tableau 15, au Tableau 16 et au Tableau 19, il est admis d'utiliser une valeur plus élevée pour t_3 , tant qu'elle est inférieure à la valeur spécifiée pour le niveau de courant T100 et à condition que la crête de tension TTR satisfasse aux exigences de tension de crête u_c . Le laboratoire d'essai doit s'efforcer de réduire autant que possible la valeur de temps t_3 (voir la Note 1). Les valeurs TTR inhérentes réelles utilisées pour l'essai doivent être consignées dans le rapport d'essai.

NOTE 1 Un exemple de moyens permettant de réduire la valeur t_3 consiste à placer les réactances de limitation du courant aussi près que possible de l'objet d'essai.

NOTE 2 Pendant un essai de court-circuit, les caractéristiques du disjoncteur à réenclenchement (la tension d'arc, la conductivité post-arc et la présence de résistances de coupure (le cas échéant), par exemple) ont un impact sur la tension transitoire de rétablissement. Par conséquent, la tension transitoire de rétablissement d'essai pendant un essai réel peut être différente de la TTR inhérente obtenue lors d'un essai d'étalonnage TTR.

NOTE 3 Le facteur 0,667 est déduit comme suit: $1/k_{pp} = 1/1,5 = 0,667$.

7.103.3 Vérification du courant coupé en court-circuit

L'essai de fonctionnement normalisé spécifié en 7.103.4 est exigé pour tous les disjoncteurs à réenclenchement pour $k_{pp} = 1,5$.

Si $k_{pp} = 1,3$ doit être assigné au disjoncteur à réenclenchement, ce dernier doit également être soumis à l'essai selon l'une des trois méthodes d'essai de 7.103.5. La qualification pour $k_{pp} = 1,3$ (utiliser des réseaux à neutre effectivement à la terre) est une capacité facultative du présent document.

Les disjoncteurs à réenclenchement monophasés qui ont fait l'objet de l'essai de fonctionnement normalisé à la tension assignée exigée U_r sont automatiquement choisis pour

les réseaux à neutre non effectivement à la terre et les réseaux à neutre effectivement à la terre.

NOTE Le facteur de premier pôle est représenté par le paramètre k_{pp} .

7.103.4 Essai de fonctionnement normalisé avec $k_{pp} = 1,5$; manœuvre automatique

7.103.4.1 Exigences générales

L'essai de fonctionnement normalisé permet de démontrer le pouvoir de coupure assigné du courant de court-circuit à l'aide de $k_{pp} = 1,5$ (réseaux à neutre non effectivement à la terre). Les exigences suivantes doivent être satisfaites pour la réussite de l'essai de fonctionnement normalisé:

- a) Les exigences de 7.103.2 sont satisfaites.
- b) Au moins deux coupures sont réalisées avec la boucle de courant initiale dont l'asymétrie maximale est telle que déterminée par le facteur de multiplication approprié pour la valeur X/R de la colonne 9 du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4. Voir l'Annexe A.
Si deux de ces coupures ne sont pas obtenues lors des essais de fonctionnement, les essais supplémentaires spécifiés en 7.103.2 doivent être réalisés, mais pas nécessairement sur le même disjoncteur à réenclenchement. Si un autre objet d'essai est utilisé pour satisfaire à cette exigence, les deux coupures doivent être réalisées sur le deuxième disjoncteur à réenclenchement.
- c) Lors des manœuvres exigées dans la colonne 10 (niveau de courant de 90 % à 100 %) du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4, au moins une ouverture rapide suivie d'une ouverture temporisée doit donner une valeur de composante symétrique du courant qui n'est pas inférieure au courant coupé assigné en court-circuit.

NOTE 1 La condition b) ci-dessus vise à exiger au moins deux coupures au courant de crête maximal.

NOTE 2 La condition c) ci-dessus reconnaît que dans une séquence de quatre manœuvres, le courant d'alimentation peut diminuer en raison, par exemple, du ralentissement du générateur d'essai. L'exigence demande que, dans au moins une séquence d'essais, deux manœuvres fournissent le courant coupé assigné en court-circuit, les autres manœuvres de la séquence pouvant présenter des niveaux de courant à 90 % du courant coupé assigné en court-circuit.

7.103.4.2 Conditions d'essai

L'essai de fonctionnement normalisé doit consister à réaliser le nombre total de manœuvres d'unité indiqué dans la colonne 11 du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4 et tels que répartis dans les colonnes 6, 8 et 10 du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4 sans maintenance pendant l'essai.

NOTE Voir l'Annexe G pour connaître la base de déduction des facteurs de fonctionnement et des fonctionnements normalisés.

Le disjoncteur à réenclenchement doit être réglé pour donner le nombre admissible maximal de manœuvres, incluant au moins une ouverture rapide et une ouverture temporisée, avant la manœuvre de blocage. Si les intervalles de réenclenchement sont ajustables, ils doivent être réglés sur leurs valeurs minimales indiquées dans les instructions de fonctionnement du constructeur ou, à défaut, sur la valeur la plus basse pour laquelle le disjoncteur à réenclenchement est conçu. Le rapport X/R du circuit d'essai ne doit pas être moins sévère que celui indiqué dans la colonne 5, 7 ou 9 du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4.

Le circuit d'essai doit être en mesure de fournir les valeurs TTR inhérentes indiquées dans les tableaux de 7.103.6. Ces valeurs TTR reposent sur les caractéristiques inhérentes du circuit d'essai, non modifiées par l'interrupteur du disjoncteur à réenclenchement. Pour les essais T100, les valeurs TTR inhérentes ne doivent pas être moins sévères que celles indiquées dans ces tableaux. La tension de rétablissement à puissance industrielle doit être maintenue pendant 1 s après la coupure finale.

Les valeurs TTR indiquées dans les tableaux de 7.103.6 pour les séquences d'essais T20, T50 et T100 s'appliquent pour toutes les valeurs du courant d'essai dans les limites des plages indiquées au Tableau 11. Par exemple, les valeurs TTR pour la séquence d'essais T100 s'appliquent pour tous les courants d'essai entre 90 % et 100 % de la valeur assignée d'interruption.

7.103.4.3 Procédure d'essai

La puissance doit être appliquée au disjoncteur à réenclenchement en position fermée, puis ce dernier doit s'ouvrir et se refermer tant que la position verrouillée n'est pas atteinte. Cette série de manœuvres doit être répétée un nombre de fois suffisant pour obtenir le nombre de manœuvres d'unité indiqué dans les colonnes 6, 8 et 10 du Tableau 11, du Tableau H.3 et du Tableau H.4.

L'application de la puissance pendant au moins 25 % de toutes les manœuvres d'ouverture de chaque série de manœuvres de blocage doit être temporisée pour générer la valeur maximale de courant de crête dans la première boucle du courant, avec une temporisation aléatoire admise sur les fermetures suivantes de chaque série.

La valeur maximale de courant de crête dans la première boucle doit être considérée comme étant obtenue dans un circuit avec le facteur de puissance de court-circuit ou le rapport X/R spécifié si la puissance est appliquée à une tension nulle avec un écart admissible de ± 10 degrés électriques.

Tableau 11 – Caractéristiques de performances – Fonctionnement normalisé

				Fonctionnement normalisé ^{a, b}						
				T20		T50			T100	
				Pourcentage de la valeur assignée d'interruption ^c						
				20 ^{c, d}		55 ^d		100 ^d		
				X/R	Nombre de manœuvres d'unité	X/R	Nombre de manœuvres d'unité	X/R	Nombre de manœuvres d'unité	Nombre total de manœuvres d'unité
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7	Col. 8	Col. 9	Col. 10	Col. 11
1	–	Disjoncteur à réencenchement monté sur coupe-circuit	Tous	2	32	4	24	8	12	68
2	–	Disjoncteurs à réencenchement	≤ 2,0	2	52	5	68	10	18	138
3	–	Disjoncteurs à réencenchement	> 2,0 et < 8,0	3	48	7	60	14	16	124
4	–	Disjoncteurs à réencenchement	≥ 8,0	4	44	8	56	f	16	116

^a Dans le présent document, les caractéristiques de performances sont spécifiées comme des exigences d'essai.

^b Le fonctionnement normalisé des lignes 2, 3 et 4 représente la demi-période prévue de l'interrupteur. Consulter le constructeur pour la/les méthodes de vérification de la durée de vie complète des contacts. Voir l'Annexe F et l'Annexe G.

^c Pour la simulation des circuits en étoile à plusieurs mises à la terre; 25 % à 30 % des manœuvres de la colonne 6 doivent être réalisés avec la charge et la source mises à la terre et avec $k_{pp} = 1,0$. Voir 7.103.1.3.

^d Voir l'Annexe E pour les tolérances d'essai.

^e La colonne 2 n'est pas utilisée dans ce tableau. Elle est incluse pour assurer la cohérence avec le Tableau H.3 et le Tableau H.4.

^f Voir Ligne 4, Colonne 9: X/R = 14 pour 50 Hz et 17 pour 60 Hz pour une constante de temps normalisée de 45 ms. Une constante de temps en courant continu jusqu'à 120 ms peut se produire dans certaines applications. Ces applications ne relèvent pas du domaine d'application du présent document et doivent être discutées avec le constructeur. Des informations supplémentaires sur ce sujet peuvent être consultées dans l'IEC 62271-306 [13].

7.103.5 Essais pour $k_{pp} = 1,3$ assigné (réseaux à neutre effectivement à la terre)

7.103.5.1 Généralités

Si $k_{pp} = 1,3$ doit être assigné à un disjoncteur à réenclenchement triphasé (application sur des réseaux à neutre effectivement à la terre), ce dernier doit être soumis à l'essai selon 7.103.5. Il s'agit d'une caractéristique assignée facultative.

Trois méthodes d'essai sont décrites pour démontrer les performances sur des réseaux à neutre effectivement à la terre. L'une de ces méthodes peut être utilisée, chacune étant considérée comme valable.

- a) Méthode 1: l'essai T100 triphasé réalisé dans le cadre de l'essai de fonctionnement normalisé de 7.103.4 est divisé en deux parties. La première partie avec $k_{pp} = 1,5$ et la deuxième partie avec $k_{pp} = 1,3$. Chaque partie doit disposer d'au moins trois coupures de défaut asymétriques et de trois coupures de défaut symétriques. TTR doit être conforme au Tableau 19.
- b) Méthode 2: Si l'essai de fonctionnement normalisé complet de 7.103.4 est réalisé avec $k_{pp} = 1,5$, un deuxième essai triphasé est réalisé selon 7.103.4, à l'exception de ce qui suit.
 - Un autre objet d'essai peut être utilisé.
 - Le facteur de premier pôle k_{pp} est défini sur 1,3.
 - Le disjoncteur à réenclenchement doit être réglé pour donner le nombre admissible maximal de manœuvres d'unité, incluant au moins une ouverture rapide et une ouverture temporisée, avant la manœuvre de blocage. Si les intervalles de réenclenchement sont ajustables, ils doivent être réglés sur leurs valeurs minimales indiquées dans les instructions de fonctionnement du constructeur ou, à défaut, sur la valeur la plus basse pour laquelle le disjoncteur à réenclenchement est conçu.
 - Au moins trois coupures de défaut asymétriques et trois coupures de défaut symétriques avec un courant coupé assigné en court-circuit sont réalisées. Voir 7.103.4.3 pour les exigences en matière de courant asymétrique. Le courant de défaut symétrique doit avoir une composante continue inférieure ou égale à 20 %.
 - TTR doit être conforme au Tableau 19.
- c) Méthode 3: Les essais monophasés sont réalisés selon 7.103.5.2 lorsque des essais symétriques et asymétriques sont exigés. Cette méthode d'essai n'est pas admise sur les disjoncteurs à réenclenchement à enveloppe métallique dont les trois phases se trouvent dans une enveloppe avec une interaction dynamique directe du gaz entre les phases.

NOTE Les essais monophasés réalisés en alternative aux essais triphasés produisent des conditions de coupure plus sévères que les essais triphasés. Ils sont uniquement recommandés lorsque le laboratoire d'essai n'est pas en mesure de réaliser des essais triphasés avec $k_{pp} = 1,3$.

7.103.5.2 Essais monophasés en alternative aux essais triphasés, $k_{pp} = 1,3$

Les essais monophasés doivent être réalisés en réglant le disjoncteur à réenclenchement de manière à donner le nombre admissible maximal de manœuvres d'unité, incluant au moins une ouverture rapide et une ouverture temporisée, avant la manœuvre de blocage. Si les intervalles de réenclenchement sont ajustables, ils doivent être réglés sur leurs valeurs minimales pour lesquelles le disjoncteur à réenclenchement a été conçu, mais pas pour des intervalles plus rapides que ceux recommandés dans les instructions de fonctionnement du constructeur.

Deux séquences de manœuvres complètes sont exigées, au cours desquelles au moins deux manœuvres de défaut symétriques et deux manœuvres de défaut asymétriques sont exigées. Si les deux manœuvres de courant de défaut symétriques et les deux manœuvres de courant de défaut asymétriques n'ont pas permis d'obtenir, au cours des deux séquences d'essais, le nombre admissible maximal de manœuvres d'unité, des essais supplémentaires doivent être

réalisés, selon ce qui est exigé. Ces essais supplémentaires peuvent être des essais d'ouverture uniquement.

La tension d'essai doit être: $1,26 \times \frac{U_r}{\sqrt{3}}$, si 1,26 est le facteur de deuxième phase pour $k_{pp} = 1,3$.

Voir 7.103.4.3 pour les exigences en matière de courant asymétrique. Le courant de défaut symétrique doit avoir une composante continue inférieure ou égale à 20 %.

7.103.6 Tension transitoire de rétablissement (TTR) liée au courant coupé assigné en court-circuit

7.103.6.1 Généralités

La tension transitoire de rétablissement (TTR) liée au courant coupé assigné en court-circuit est la tension de référence qui représente la limite de la tension transitoire de rétablissement inhérente des circuits à laquelle le disjoncteur à réenclenchement doit être capable de résister dans les conditions de défaut.

Les valeurs indiquées au Tableau 13, au Tableau 14, au Tableau 15, au Tableau 16, au Tableau 17, au Tableau 18 et au Tableau 19 sont les valeurs de tension transitoire de rétablissement présumée pour les circuits d'essai. Elles s'appliquent aux disjoncteurs à réenclenchement pour la distribution générale dans les réseaux triphasés dont les fréquences de service sont de 50 Hz ou de 60 Hz et qui sont composés de transformateurs, de lignes aériennes et de courtes longueurs de câble ou dans les circuits raccordés par câble (voir le Tableau 12).

NOTE Pour des informations supplémentaires relatives à la TTR influencée par les transformateurs, voir l'IEEE Std C37.06.1 [15] ou l'IEC 62271-100.

7.103.6.2 Représentation des ondes de la TTR

La forme d'onde des tensions transitoires de rétablissement varie en fonction de la disposition des circuits réels. Dans les réseaux dans lesquels des disjoncteurs à réenclenchement sont utilisés avec une tension assignée jusqu'à 38 kV, la tension transitoire de rétablissement a une forme proche d'une oscillation amortie à une seule fréquence. Cette forme d'onde est correctement représentée par une enveloppe composée de deux segments de droite définis par deux paramètres: un paramètre de tension et un paramètre de temps. Cette enveloppe est la limite en ligne droite d'une TTR avec une forme d'onde de cosinus 1 générée par des circuits de distribution classiques. Les méthodes de tracé des enveloppes TTR sont données à l'Annexe C.

L'influence de la capacité locale du côté de l'alimentation de l'appareil de connexion réduit la vitesse d'accroissement de la tension pendant les quelques premières microsecondes de la TTR. Cela est pris en compte par l'introduction d'un retard.

7.103.6.3 Représentation de la TTR

Les paramètres suivants sont utilisés pour représenter la TTR:

a) Tracé de référence à deux paramètres (voir la Figure 4):

u_c est la tension de référence (valeur de crête de la TTR), en kV;

t_3 est le temps mis pour atteindre u_c , en μs .

Les paramètres de la TTR sont définis en fonction de la tension assignée (U_r), du facteur de premier pôle (k_{pp}) et du facteur d'amplitude (k_{af}), comme suit:

$$u_c = k_{pp} \times k_{af} \times U_r \times \sqrt{2/3}$$

où

$k_{af} = 1,54$ pour les défauts de borne d'une ligne aérienne et 1,4 pour les défauts de borne sur des réseaux reliés par câble;

$k_{pp} = 1,0$ pour les réseaux à neutre directement à la terre;

$k_{pp} = 1,3$ pour les réseaux à neutre effectivement à la terre; et

$k_{pp} = 1,5$ pour les réseaux à neutre non effectivement à la terre.

La vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement ($VATR$) est égale à u_c/t_3 . Elle est spécifiée en fonction de la tension du réseau selon les mesurages réalisés sur des systèmes classiques.

t_3 est déduit de u_c et de la valeur spécifiée de la $VATR$ sous la forme $t_3 = u_c/VATR$.

b) Droite définissant le retard de la TTR (voir la Figure 4):

t_d est le retard, en μs ;

u' est la tension de référence, en kV;

t' est le temps mis pour atteindre u' , en μs .

La droite définissant le retard commence sur l'axe de temps à la valeur du retard assigné t_d , est parallèle à la première partie du tracé de référence de la TTR assignée et se termine à la tension u' (coordonnée de temps t').

$t_d = 0,15 \times t_3$, $u' = u_c/3$ et

t' est déduit de u' , u_c/t_3 et t_d selon la Figure 4, $t' = t_d + u'/VATR$.

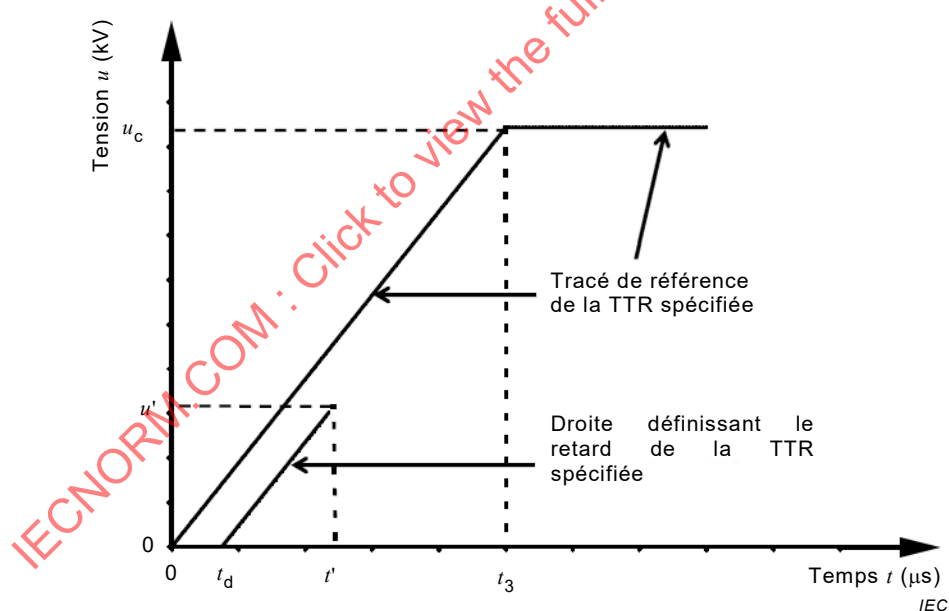


Figure 4 – Représentation de la TTR spécifiée sous la forme d'une droite à deux paramètres et d'une droite définissant le retard

7.103.6.4 Valeurs de la TTR relative au courant coupé assigné en court-circuit

Les valeurs de la TTR des disjoncteurs à réenclenchement utilisent les deux paramètres décrits en 7.103.6.2 et à l'Annexe C. Les valeurs sont données au Tableau 13, au Tableau 14, au Tableau 15, au Tableau 16, au Tableau 17, au Tableau 18 et au Tableau 19 pour les valeurs de crête de la TTR u_c , la vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement ($VATR$) de la TTR et la durée déduite pour atteindre la TTR $t_3 = u_c/VATR$.

Pour obtenir les valeurs de la vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement ($VATR$) et de u_c pour les deuxième et troisième pôles à couper, un multiplicateur doit être appliqué aux valeurs de $VATR$ et u_c du premier pôle à couper avec le facteur de premier pôle applicable. Les valeurs de ces multiplicateurs sont données au Tableau 20. Dans ces tableaux de TTR, les termes T100, T50 et T20 sont définis comme les niveaux d'essai de court-circuit de 90 % à 100 %, 45 % à 55 % et 15 % à 20 % du courant coupé assigné en court-circuit, respectivement.

La tension transitoire de rétablissement correspondant au courant coupé assigné en court-circuit en cas de défaut aux bornes est utilisée pour les essais aux courants de coupure en court-circuit égaux à la valeur assignée. Toutefois, pour les essais aux courants de coupure en court-circuit inférieurs à 100 % de la valeur assignée, la TTR atteint une valeur de crête plus élevée et sa $VATR$ est plus rapide. Les autres valeurs de tension transitoire de rétablissement à des courants de coupure en court-circuit inférieurs à 100 % de la valeur assignée sont également spécifiées dans les tableaux de TTR.

Tableau 12 – Liste des tableaux de valeurs de TTR

Tableau	1 ou 3 pôles	Application ^a	Courant de coupure
Tableau 13	3	Ligne aérienne	> 4 000 A
Tableau 14	1	Circuits connectés	> 4 000 A
Tableau 15	3	Circuits raccordés par câble	> 4 000 A
Tableau 16	1		> 4 000 A
Tableau 17	3	Circuits raccordés par ligne aérienne et par câble	≤ 4 000 A
Tableau 18	1	Circuits raccordés par ligne aérienne et par câble	≤ 4 000 A
Tableau 19	3	Réseaux à neutre effectivement à la terre, $k_{pp} = 1,3$, sur une ligne aérienne et des circuits raccordés par câble	Tous
^a Dans les normes de disjoncteur, les disjoncteurs destinés à être utilisés dans des circuits raccordés par câble sont de classe S1, alors que ceux étant destinés à être utilisés dans des circuits raccordés par ligne aérienne sont de classe S2.			

Tableau 13 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec courants de coupure assignés en court-circuit de > 4 000 A dans des circuits raccordés par ligne aérienne, $k_{pp} = 1,5$ – Représentation par deux paramètres

Tension assignée	Séquence d'essais	Facteur d'amplitude	Valeur de crête de la TTR	Temps	Retard	Tension	Temps	Vitesse d'accroissement
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,54	22,6	29	4	7,5	14	0,77
12	T50	1,68	24,7	17	3	8,2	8	1,45
12	T20	1,77	26,0	12	2	8,7	6	2,21
15,5	T100	1,54	29,2	31	5	9,7	15	0,94
15,5	T50	1,68	31,9	18	3	10,6	9	1,76
15,5	T20	1,77	33,6	12	2	11,2	6	2,70
17,5	T100	1,54	33,0	34	5	11,0	16	0,97
17,5	T50	1,68	36,0	20	3	12,0	10	1,82
17,5	T20	1,77	38,0	14	2	12,7	7	2,78
24	T100	1,54	45,3	43	6	15,1	21	1,05
24	T50	1,68	49,3	25	4	16,4	12	1,97
24	T20	1,77	52,1	17	3	17,4	8	3,01
27	T100	1,54	50,9	47	7	17,0	23	1,08
27	T50	1,68	55,5	27	4	18,5	13	2,03
27	T20	1,77	58,6	19	3	19,5	9	3,10
36	T100	1,54	67,9	57	9	22,6	28	1,19
36	T50	1,68	74,0	33	5	24,7	16	2,24
36	T20	1,77	78,1	23	3	26,0	11	3,42
38	T100	1,54	71,7	59	9	23,9	29	1,22
38	T50	1,68	78,1	34	5	26,0	17	2,29
38	T20	1,77	82,4	24	4	27,5	11	3,50
Valeurs spécifiées dans le tableau				Valeurs calculées dans le tableau				
U_r = Tension assignée				u_c = Valeur de crête de la TTR				
k_{pp} = Facteur de premier pôle				u_c = $k_{pp} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
k_{pp} = 1,5				u_c = $0,8165 \times k_{pp} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Facteur d'amplitude				t_3 = Temps pour atteindre u_c				
k_{af} (T100) = Spécifié = 1,54				t_3 = $u_c / VATR$				
k_{af} (T50) = k_{af} (T100) $\times$ 1,09 = 1,68				t_d = Retard pour la droite définissant le retard				
k_{af} (T20) = k_{af} (T100) $\times$ 1,15 = 1,77				t_d = $0,15 \times t_3$				
$VATR$ = Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement				u' = Point de tension pour la droite définissant le retard				
$VATR$ (T100) = Spécifiée				u' = $u_c / 3$				
$VATR$ (T50) = $VATR$ (T100) $\times$ 1,88				t' = Temps pour atteindre u'				
$VATR$ (T20) = $VATR$ (T100) $\times$ 2,87				t' = $t_d + u' / VATR$				

Tableau 14 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement monophasés avec courants de coupure en court-circuit de > 4 000 A dans un circuit raccordé par ligne aérienne – Représentation par deux paramètres

Tension assignée	Séquence d'essais	Facteur d'amplitude	Valeur de crête de la TTR	Temps	Retard	Tension	Temps	Vitesse d'accroissement
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,54	26,1	34	5	8,7	16	0,77
12	T50	1,68	28,5	20	3	9,5	10	1,45
12	T20	1,77	30,1	14	2	10,0	7	2,21
15,5	T100	1,54	33,8	31	6	11,3	18	0,94
15,5	T50	1,68	36,8	18	3	12,3	10	1,76
15,5	T20	1,77	38,8	12	2	12,9	7	2,70
17,5	T100	1,54	38,1	39	6	12,7	19	0,97
17,5	T50	1,68	41,5	23	3	13,8	11	1,82
17,5	T20	1,77	43,8	16	2	14,6	8	2,78
24	T100	1,54	52,3	50	7	17,4	24	1,05
24	T50	1,68	57,0	29	4	19,0	14	1,97
24	T20	1,77	60,1	20	3	20,0	10	3,01
27	T100	1,54	58,8	54	8	19,6	26	1,08
27	T50	1,68	64,1	32	5	21,4	15	2,03
27	T20	1,77	67,6	22	3	22,5	11	3,10
36	T100	1,54	78,4	66	10	26,1	32	1,19
36	T50	1,68	85,5	38	6	28,5	18	2,24
36	T20	1,77	90,2	26	4	30,1	13	3,42
38	T100	1,54	82,8	68	10	27,6	33	1,22
38	T50	1,68	90,2	40	6	30,1	19	2,29
38	T20	1,77	95,2	27	4	31,7	13	3,50
Valeurs spécifiées dans le tableau				Valeurs calculées dans le tableau				
U_r = Tension assignée				u_c = Valeur de crête de la TTR				
$k_{pp'}$ = Facteur de second pôle (voir F.5.2a)				u_c = $k_{pp'} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp'}$ = 1,732				u_c = $0,8165 \times k_{pp'} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Facteur d'amplitude				t_3 = Temps pour atteindre u_c				
k_{af} (T100) = Spécifié = 1,54				t_3 = u_c / V_{ATR}				
k_{af} (T50) = k_{af} (T100) × 1,09 = 1,68				t_d = Retard pour la droite définissant le retard				
k_{af} (T20) = k_{af} (T100) × 1,15 = 1,77				t_d = $0,15 \times t_3$				
V_{ATR} = Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement				u' = Point de tension pour la droite définissant le retard				
V_{ATR} (T100) = Spécifiée				u' = $u_c / 3$				
V_{ATR} (T50) = V_{ATR} (T100) × 1,88				t' = Temps pour atteindre u'				
V_{ATR} (T20) = V_{ATR} (T100) × 2,87				t' = $t_d + u' / V_{ATR}$				

Tableau 15 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec courants de coupure en court-circuit de > 4 000 A dans des réseaux raccordés par câble, $k_{pp} = 1,5$ – Représentation par deux paramètres

Tension assignée	Séquence d'essais	Facteur d'amplitude	Valeur de crête de la TTR	Temps	Retard	Tension	Temps	Vitesse d'accroissement
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,40	20,6	61	9	6,9	29	0,34
12	T50	1,53	22,5	20	3	7,5	10	1,14
12	T20	1,61	23,7	13	2	7,9	6	1,81
15,5	T100	1,40	26,6	68	10	8,9	33	0,39
15,5	T50	1,53	29,0	22	3	9,7	11	1,30
15,5	T20	1,61	30,6	15	2	10,2	7	2,07
17,5	T100	1,40	30,0	71	11	10,0	35	0,42
17,5	T50	1,53	32,8	23	4	10,9	11	1,40
17,5	T20	1,61	34,5	15	2	11,5	7	2,23
24	T100	1,40	41,2	88	13	13,7	42	0,47
24	T50	1,53	45,0	29	4	15,0	14	1,57
24	T20	1,61	47,3	19	3	15,8	9	2,50
27	T100	1,40	46,3	91	14	15,4	46	0,51
27	T50	1,53	50,6	30	5	16,9	15	1,70
27	T20	1,61	53,2	20	3	17,7	10	2,71
36	T100	1,40	61,7	109	16	20,6	52	0,57
36	T50	1,53	67,5	35	5	22,5	17	1,90
36	T20	1,61	71,0	23	4	23,7	11	3,03
38	T100	1,40	65,2	109	16	21,7	52	0,60
38	T50	1,53	71,2	36	5	23,7	17	2,00
38	T20	1,61	74,9	23	4	25,0	11	3,19
Valeurs spécifiées dans le tableau				Valeurs calculées dans le tableau				
U_r = Tension assignée				u_c = Valeur de crête de la TTR				
k_{pp} = Facteur de premier pôle				$u_c = k_{pp} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp} = 1,5$				$u_c = 0,8165 \times k_{pp} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Facteur d'amplitude				t_3 = Temps pour atteindre u_c				
$k_{af} (T100)$ = Spécifié = 1,4				$t_3 = u_c / VATR$				
$k_{af} (T50)$ = $k_{af} (T100) \times 1,09$ = 1,53				t_d = Retard pour la droite définissant le retard				
$k_{af} (T20)$ = $k_{af} (T100) \times 1,15$ = 1,61				$t_d = 0,15 \times t_3$				
$VATR$ = Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement				u' = Point de tension pour la droite définissant le retard				
$VATR (T100)$ = Spécifiée				$u' = u_c/3$				
$VATR (T50)$ = $VATR (T100) \times 3,34$				t' = Temps pour atteindre u'				
$VATR (T20)$ = $VATR (T100) \times 5,32$				$t' = t_d + u'/VATR$				

Tableau 16 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement monophasés avec courants de coupure en court-circuit de > 4 000 A dans un réseau raccordé par câble – Représentation par deux paramètres

Tension assignée	Séquence d'essais	Facteur d'amplitude	Valeur de crête de la TTR	Temps	Retard	Tension	Temps	Vitesse d'accroissement
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	T100	1,40	23,8	70	10	7,9	34	0,34
12	T50	1,53	26,0	23	3	8,7	11	1,14
12	T20	1,61	27,3	15	2	9,1	7	1,81
15,5	T100	1,40	30,7	79	12	10,2	38	0,39
15,5	T50	1,53	33,5	26	4	11,2	12	1,30
15,5	T20	1,61	35,3	17	3	11,8	8	2,07
17,5	T100	1,40	34,6	82	12	11,5	40	0,42
17,5	T50	1,53	37,9	27	4	12,6	13	1,40
17,5	T20	1,61	39,8	18	3	13,3	9	2,23
24	T100	1,40	47,5	101	15	15,8	49	0,47
24	T50	1,53	51,9	33	5	17,3	16	1,57
24	T20	1,61	54,6	22	3	18,2	11	2,50
27	T100	1,40	53,5	105	16	17,8	53	0,51
27	T50	1,53	58,4	34	5	19,5	17	1,70
27	T20	1,61	61,5	23	4	20,5	11	2,71
36	T100	1,40	71,3	125	19	23,8	60	0,57
36	T50	1,53	77,9	41	6	26,0	20	1,90
36	T20	1,61	82,0	27	4	27,3	13	3,03
38	T100	1,40	75,2	125	19	25,1	61	0,60
38	T50	1,53	82,2	41	6	27,4	20	2,00
38	T20	1,61	86,5	27	4	28,8	13	3,19
Valeurs spécifiées dans le tableau				Valeurs calculées dans le tableau				
U_r = Tension assignée				u_c = Valeur de crête de la TTR				
$k_{pp'}$ = Facteur de second pôle (voir G.5.1a)				u_c = $k_{pp'} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp'}$ = 1,732				u_c = $0,8165 \times k_{pp'} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Facteur d'amplitude				t_3 = Temps pour atteindre u_c				
k_{af} (T100) = Spécifié = 1,4				t_3 = u_c / V_{ATR}				
k_{af} (T50) = k_{af} (T100) $\times$ 1,09 = 1,53				t_d = Retard pour la droite définissant le retard				
k_{af} (T20) = k_{af} (T100) $\times$ 1,15 = 1,61				t_d = $0,15 \times t_3$				
V_{ATR} = Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement				u' = Point de tension pour la droite définissant le retard				
V_{ATR} (T100) = Spécifiée				u' = $u_c/3$				
V_{ATR} (T50) = V_{ATR} (T100) $\times$ 3,34				t' = Temps pour atteindre u'				
V_{ATR} (T20) = V_{ATR} (T100) $\times$ 5,32				t' = $t_d + u' / V_{ATR}$				

Tableau 17 – Valeurs normalisées de la tension transitoire de rétablissement présumée pour des disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec courants de coupure en court-circuit de $\leq 4\,000\text{ A}$ dans des réseaux raccordés par ligne aérienne et par câble, $k_{pp} = 1,5$ – Représentation par deux paramètres

Tension assignée	Séquence d'essais	Facteur d'amplitude	Valeur de crête de la TTR	Temps	Retard	Tension	Temps	Vitesse d'accroissement
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	μs	μs	kV	μs	kV/ μs
12	T100	1,54	22,6	117,6	18	7,5	57	0,19
12	T50	1,54	22,6	117,6	18	7,5	57	0,19
12	T20	1,54	22,6	117,6	18	7,5	57	0,19
15,5	T100	1,54	29,2	132,9	20	9,7	64	0,22
15,5	T50	1,54	29,2	132,9	20	9,7	64	0,22
15,5	T20	1,54	29,2	132,9	20	9,7	64	0,22
17,5	T100	1,54	33,0	140,5	21	11,0	68	0,24
17,5	T50	1,54	33,0	140,5	21	11,0	68	0,24
17,5	T20	1,54	33,0	140,5	21	11,0	68	0,24
24	T100	1,54	45,3	166,1	25	15,1	80	0,27
24	T50	1,54	45,3	166,1	25	15,1	80	0,27
24	T20	1,54	45,3	166,1	25	15,1	80	0,27
27	T100	1,54	50,9	178,7	27	17,0	86	0,29
27	T50	1,54	50,9	178,7	27	17,0	86	0,29
27	T20	1,54	50,9	178,7	27	17,0	86	0,29
36	T100	1,54	67,9	213,9	32	22,6	103	0,32
36	T50	1,54	67,9	213,9	32	22,6	103	0,32
36	T20	1,54	67,9	213,9	32	22,6	103	0,32
38	T100	1,54	71,7	222,2	33	23,9	107	0,32
38	T50	1,54	71,7	222,2	33	23,9	107	0,32
38	T20	1,54	71,7	222,2	33	23,9	107	0,32
Valeurs spécifiées dans le tableau				Valeurs calculées dans le tableau				
U_r	=	Tension assignée		u_c	=	Valeur de crête de la TTR		
k_{pp}	=	Facteur de premier pôle		u_c	=	$k_{pp} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$		
k_{pp}	=	1,5		u_c	=	$0,8165 \times k_{pp} \times k_{af} \times U_r$		
k_{af}	=	Facteur d'amplitude		t_3	=	Temps pour atteindre u_c		
k_{af} (T100)	=	Spécifié = 1,54		t_3	=	u_c / V_{ATR}		
V_{ATR}	=	Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement		t_d	=	Retard pour la droite définissant le retard		
V_{ATR} (T100)	=	Spécifiée		t_d	=	$0,15 \times t_3$		
V_{ATR} (T50)	=	V_{ATR} (T100)		u'	=	Point de tension pour la droite définissant le retard		
V_{ATR} (T20)	=	V_{ATR} (T100)		u'	=	$u_c / 3$		
				t'	=	Temps pour atteindre u'		
				t'	=	$t_d + u' / V_{ATR}$		

Tableau 18 – Valeurs normalisées de la représentation de la tension transitoire de rétablissement présumée par deux paramètres pour des disjoncteurs à réenclenchement monophasés avec courants de coupure en court-circuit de $\leq 4\,000\text{ A}$ dans des réseaux raccordés par ligne aérienne et par câble

Tension assignée	Séquence d'essais	Facteur d'amplitude	Valeur de crête de la TTR	Temps	Retard	Tension	Temps	Vitesse d'accroissement
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	μs	μs	kV	μs	kV/ μs
12	T100	1,54	26,1	135,8	20	8,7	66	0,19
12	T50	1,54	26,1	135,8	20	8,7	66	0,19
12	T20	1,54	26,1	135,8	20	8,7	66	0,19
15,5	T100	1,54	33,8	153,4	23	11,3	74	0,22
15,5	T50	1,54	33,8	153,4	23	11,3	74	0,22
15,5	T20	1,54	33,8	153,4	23	11,3	74	0,22
17,5	T100	1,54	38,1	162,2	24	12,7	78	0,24
17,5	T50	1,54	38,1	162,2	24	12,7	78	0,24
17,5	T20	1,54	38,1	162,2	24	12,7	78	0,24
24	T100	1,54	52,3	191,8	29	17,4	93	0,27
24	T50	1,54	52,3	191,8	29	17,4	93	0,27
24	T20	1,54	52,3	191,8	29	17,4	93	0,27
27	T100	1,54	58,8	206,3	31	19,6	100	0,29
27	T50	1,54	58,8	206,3	31	19,6	100	0,29
27	T20	1,54	58,8	206,3	31	19,6	100	0,29
36	T100	1,54	78,4	246,9	37	26,1	119	0,32
36	T50	1,54	78,4	246,9	37	26,1	119	0,32
36	T20	1,54	78,4	246,9	37	26,1	119	0,32
38	T100	1,54	82,8	256,6	38	27,6	124	0,32
38	T50	1,54	82,8	256,6	38	27,6	124	0,32
38	T20	1,54	82,8	256,6	38	27,6	124	0,32
Valeurs spécifiées dans le tableau				Valeurs calculées dans le tableau				
U_r = Tension assignée				u_c = Valeur de crête de la TTR				
$k_{pp'}$ = Facteur de second pôle (voir G.5.1a)				$u_c = k_{pp'} \times k_{af} \times U_r \sqrt{2/3}$				
$k_{pp'}$ = 1,732				$u_c = 0,8165 \times k_{pp'} \times k_{af} \times U_r$				
k_{af} = Facteur d'amplitude				t_3 = Temps pour atteindre u_c				
k_{af} (T100) = Spécifié = 1,54				$t_3 = u_c / V_{ATR}$				
V_{ATR} = Vitesse d'accroissement de la tension de rétablissement				t_d = Retard pour la droite définissant le retard				
V_{ATR} (T100) = Spécifiée				$t_d = 0,15 \times t_3$				
V_{ATR} (T50) = V_{ATR} (T100)				u' = Point de tension pour la droite définissant le retard				
V_{ATR} (T20) = V_{ATR} (T100)				$u' = u_c / 3$				
				t' = Temps pour atteindre u'				
				$t' = t_d + u' / V_{ATR}$				

Tableau 19 – Valeurs normalisées de la représentation de la tension transitoire de rétablissement présumée par deux paramètres pour les disjoncteurs à réenclenchement triphasés avec $k_{pp} = 1,3$

Tension assignée	Connexion ^a	Facteur d'amplitude	Valeur de crête de la TTR	Temps	Retard	Tension	Temps	Vitesse d'accroissement
U_r		k_{af}	u_c	t_3	t_d	u'	t'	u_c/t_3
kV			kV	µs	µs	kV	µs	kV/µs
12	Câble	1,4	17,8	52	8	5,9	25	0,34
12	Ligne	1,54	19,6	25	4	6,5	12	0,77
15,5	Câble	1,4	23,0	59	9	7,7	29	0,39
15,5	Ligne	1,54	25,3	27	4	8,4	13	0,94
17,5	Câble	1,4	26,0	62	9	8,7	30	0,42
17,5	Ligne	1,54	28,6	29	4	9,5	14	0,97
24	Câble	1,4	35,7	76	11	11,9	37	0,47
24	Ligne	1,54	39,2	37	6	13,1	18	1,05
27	Câble	1,4	46,3	91	14	15,4	44	0,51
27	Ligne	1,54	44,1	41	6	14,7	20	1,08
36	Câble	1,4	53,5	94	14	17,8	45	0,57
36	Ligne	1,54	58,8	49	7	19,6	24	1,19
38	Câble	1,4	56,5	94	14	18,8	45	0,60
38	Ligne	1,54	62,1	51	8	20,7	25	1,22

^a "Câble" fait référence aux disjoncteurs à réenclenchement raccordés par câble. "Ligne" fait référence aux disjoncteurs à réenclenchement raccordés par ligne aérienne.

Tableau 20 – Multiplicateurs normalisés pour les valeurs de TTR des deuxième et troisième pôles à couper

Facteur de premier pôle k_{pp}	Multiplicateurs			
	2 ^e pôle à couper		3 ^e pôle à couper	
	V_{ATR}	u_c	V_{ATR}	u_c
1,3	0,95	0,97	0,70	0,77
1,5	0,70	0,58	0,70	0,58

7.103.7 Conditions de réussite de la séquence d'essais

À l'issue de la séquence d'essais de fonctionnement de 7.103.4, le disjoncteur à réenclenchement doit satisfaire aux conditions spécifiées en 7.112.

7.104 Essais à faible courant

7.104.1 Applicabilité

Ces essais viennent en complément des essais de fonctionnement normalisés de 7.103 et sont exigés pour tous les disjoncteurs à réenclenchement afin de démontrer la capacité de manœuvre à faible courant. La séquence d'essais à faible courant peut être réalisée sur un disjoncteur à réenclenchement neuf ou reconditionné.

NOTE Les essais à faible courant remplacent la séquence d'essais de manœuvre de charge principalement active exigée dans l'édition de 2003 et dans les éditions précédentes de l'IEC 62271-111/IEEE Std C37.60 et les essais au courant critique de l'édition 2007 (IEC 62271-111/IEEE C37.60). Les essais à faible courant visent à démontrer que le disjoncteur à réenclenchement est capable d'atteindre des niveaux de courant d'interruption tout au long de son fonctionnement aux valeurs assignées de courant, ce qui a été préalablement mis en évidence par des essais de courant de charge.

7.104.2 Courant d'essai

Les essais doivent être réalisés aux niveaux T5 et T10 (5 % et 10 %) du pouvoir de coupure en court-circuit sur des disjoncteurs monophasés et triphasés. Les essais triphasés doivent être réalisés sur des disjoncteurs à réenclenchement triphasés.

7.104.3 Circuit d'essai

Le circuit d'essai T20 de la séquence d'essais de fonctionnement normalisée doit être utilisé avec les réglages appropriés à l'impédance de source pour ajuster le niveau de courant. La tension de rétablissement à puissance industrielle doit être maintenue pendant au moins 0,3 s après la coupure finale. La tension transitoire de rétablissement doit être au niveau le plus élevé qui peut être atteint par le laboratoire d'essai, mais elle ne doit pas dépasser les valeurs spécifiées dans les tableaux de 7.103.6 pour le circuit d'essai T20.

7.104.4 Séquence d'essais à faible courant

La séquence d'essais à faible courant doit consister en quatre manœuvres d'ouverture à chaque niveau de courant de 7.104.2. Les essais peuvent être réalisés dans n'importe quelle combinaison de manœuvres O (ouverture) et C (fermeture), à la convenance du laboratoire d'essai (O, CO, O – t – CO, par exemple).

7.104.5 Conditions de réussite des essais à faible courant

Les conditions de réussite des essais à faible courant doivent être les mêmes qu'en 7.103.7.

7.105 Essais de courant minimal de déclenchement

7.105.1 Généralités

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent satisfaire au courant minimal de déclenchement assigné dans les limites spécifiées de $\pm 10\%$ ou ± 3 A, selon la valeur la plus élevée, si l'essai est réalisé conformément à 7.1 et comme suit:

7.105.2 Circuit d'essai

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être raccordés à une source d'alimentation basse tension en courant alternatif avec des éléments permettant d'élever le courant dans le disjoncteur à réenclenchement.

7.105.3 Procédures d'essai

Injecter rapidement du courant dans le disjoncteur à réenclenchement, lequel est réglé pour un déclenchement instantané, afin d'obtenir une valeur égale à environ 80 % du courant minimal de déclenchement anticipé. Ensuite, élever lentement le courant à une vitesse permettant d'atteindre le courant minimal de déclenchement nominal en au moins 10 s. Continuer à augmenter le courant à la même vitesse jusqu'au déclenchement du disjoncteur à réenclenchement (marqué par la coupure de courant). Le courant maximal atteint est le courant minimal de déclenchement.

7.106 Essais de décharges partielles (effet de couronne)

7.106.1 Généralités

Les essais de décharges partielles doivent être réalisés sur tous les disjoncteurs à réenclenchement qui utilisent des matériaux diélectriques non régénérateurs comme isolation principale (matériau diélectrique solide, par exemple). Ces essais doivent être réalisés conformément à l'IEEE Std C37.301 ou à l'IEC 60270. La sensibilité minimale de détection pour laquelle ces essais sont réalisés doit être de 10 pC.

7.106.2 Tensions d'essai et limites

La tension d'essai doit être telle que spécifiée en 7.106.3. Les disjoncteurs à réenclenchement présentant au moins deux caractéristiques assignées doivent être soumis à l'essai sur la base de la tension assignée la plus élevée indiquée sur la plaque signalétique.

Les limites de décharges partielles ne sont pas définies pour le cas général. Les limites de décharges partielles pour l'équipement en essai doivent être déclarées par le constructeur et servir de limite garantie pour les essais individuels de série de toutes les unités de conception similaire. Les valeurs d'essai réelles de l'essai de type doivent être inférieures ou égales aux valeurs déclarées du constructeur.

NOTE Un accord général établit qu'il convient de réaliser les essais de décharges partielles sur tous les disjoncteurs à réenclenchement si le système d'isolation principal peut faire l'objet de détériorations dues aux décharges partielles. Les données permettent au moins de faciliter la cohérence du processus de surveillance par le producteur et la facilité d'usage pour l'utilisateur. Trois raisons ont été avancées pour ne pas définir de limites d'essai de décharges partielles à l'heure actuelle. En premier lieu, les éléments de preuve ne sont pas suffisants pour établir un lien de cause à effet entre les décharges partielles et les performances dans les appareils de distribution. En second lieu, aucun accord n'établit les limites qu'il convient de respecter. Enfin, les valeurs appropriées dépendent des matériaux, de la conception et de la complexité de l'équipement. Les limites de décharges partielles à la tension d'essai spécifiée en 7.106.2 ont été suggérées dans la plage comprise entre 10 pC et 20 pC pour une phase ou un module soumis(e) à l'essai seul(e). À l'extrémité supérieure, une limite de décharges partielles de 100 pC a été recommandée pour un assemblage triphasé complet. Cette valeur de 100 pC est cohérente avec la Canadian Standard CAN/CSA C22.2 No. 31 [16].

7.106.3 Conditionnement de l'objet d'essai

Il convient que la surface des isolateurs soit propre et sèche. Il convient que l'objet d'essai soit également à température ambiante. Il convient d'éviter les contraintes mécaniques, thermiques ou électriques avant l'essai.

7.106.4 Équipement et procédure d'essai

L'équipement et la méthode générale utilisé(e) pour procéder aux essais de mesure de décharges partielles doivent être conformes à l'IEEE Std C37.301 ou à l'IEC 60270.

Les essais doivent être réalisés avec le disjoncteur à réenclenchement ou le module d'essai dans les positions fermée et ouverte. Toutes les surfaces qui sont en principe mises à la terre doivent l'être, et toutes les surfaces qui sont en principe isolées doivent l'être. La procédure générale d'essai doit être la suivante:

$$\text{Tension de précontrainte} = U_{\text{précontrainte}} = 1,3 \times 1,5 \times \frac{U_r}{\sqrt{3}}$$

$$= 1,95 \text{ fois la tension phase-terre assignée}$$

$$\text{Tension de mesure} = U_{\text{pd}} = 1,1 \text{ fois la tension phase-terre assignée}$$

La tension de seuil de décharges partielles U_i est la tension appliquée la plus faible à laquelle l'amplitude d'une grandeur d'impulsion de décharges partielles (PD) devient supérieure ou égale à 10 pC, sauf indication contraire par le constructeur en fonction de son équipement.

La tension d'extinction de décharges partielles U_e est la tension appliquée la plus élevée à laquelle l'amplitude d'une grandeur d'impulsion de décharges partielles choisie devient inférieure ou égale à 10 pC, sauf indication contraire par le constructeur en fonction de son équipement.

- a) Commencer à un niveau de tension inférieur à 60 % de $U_{\text{précontrainte}}$, puis élever la tension jusqu'à $U_{\text{précontrainte}}$. Noter et consigner la tension de seuil de décharges partielles (U_i).
- b) Maintenir la tension au niveau de tension de précontrainte pendant 60 s.
- c) Diminuer la tension jusqu'à la tension de mesure (U_{pd}). Maintenir cette tension pendant 60 s, puis noter le niveau de décharges partielles à la fin de cette période.

Noter et consigner la tension d'extinction de décharges partielles (U_e). La tension d'extinction de décharges partielles peut apparaître à un niveau de tension supérieur ou inférieur à la tension de mesure. Dans tous les cas, il convient de noter et de consigner la tension d'extinction de décharges partielles.

NOTE Une distance d'interruption dans une ampoule à vide ouverte peut présenter des émissions par effet de champ sur une rugosité du contact de la cathode pendant les essais de décharges partielles. Cette émission n'est pas susceptible de fausser les résultats d'essai au niveau de tension spécifié ci-dessus. Toutefois, même à cette tension, et plus particulièrement à des niveaux de tension supérieurs, les courants d'émission par effet de champ peuvent amener à des conclusions erronées quant à la présence de décharges partielles dans une isolation solide parallèle à l'éclateur à vide. Ces émissions par effet de champ n'étant observées que sur une cathode, l'observation de résultats asymétriques par rapport à la polarité de tension est donc une indication de la présence d'émissions par effet de champ dans un éclateur à vide au lieu de décharges partielles dans l'isolation solide parallèle.

7.106.5 Rapport d'essai de décharges partielles

Le rapport d'essai de type (conception) doit inclure les niveaux réels de décharges partielles obtenus après l'essai et les niveaux maximaux admissibles du constructeur correspondant à l'équipement en essai.

7.107 Essai de courant de surcharge; disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série

7.107.1 Généralités

Les disjoncteurs à réenclenchement à déclenchement en série doivent être en mesure de résister à deux pointes de surintensité de 65 kA (crête) présentant une forme d'onde de 4×10 ($\pm 10\%$) μs .

NOTE La forme d'onde de $4 \times 10 \mu\text{s}$ a été choisie après l'essai de courte durée à courant élevé de l'IEEE Std C62.11 [17].

7.107.2 Conditions d'essai

Si un dispositif de bobine de shuntage est exigé, il doit être monté dans le disjoncteur à réenclenchement comme en service normal. Les fils provenant du générateur d'impulsions à courant élevé doivent être reliés aux bornes du disjoncteur à réenclenchement.

7.107.3 Procédure d'essai

Deux pointes de surintensité de valeur spécifiée doivent être appliquées à chaque phase. Après cet essai, le disjoncteur à réenclenchement doit être soumis à l'essai au courant minimal de déclenchement, de manière à engendrer une séquence automatique de blocage.

7.107.4 État après l'essai

A la fin de l'essai, le disjoncteur à réenclenchement et le dispositif de bobine de shuntage (le cas échéant) doivent être dans l'état suivant:

- a) Mécanique: sensiblement dans le même état mécanique qu'au début, sauf pour les traces d'arc mineures des électrodes à espace de décharge du dispositif de bobine de shuntage. Il ne doit y avoir aucun signe de contournement externe du dispositif de bobine de shuntage, entre les bornes de ce dernier et les autres parties ou la bobine série du disjoncteur à réenclenchement.
- b) Électrique: le disjoncteur à réenclenchement en position ouverte et muni du dispositif de bobine de shuntage, le cas échéant, connecté en position normale de fonctionnement doit être en mesure de résister à la tension maximale assignée et, en position fermée, de fonctionner correctement en cas de surintensité pour déclencher une séquence normale de blocage.

7.108 Essais temps-courant

7.108.1 Conditions générales d'essai

Cette série d'essais de type a pour objet de vérifier la durée d'élimination d'un défaut de l'ensemble du système de disjoncteurs à réenclenchement (boîte de commutation du disjoncteur à réenclenchement, commande et tous les moyens d'interconnexion) correspondant à la courbe temps-courant, en fonction du courant de phase appliqué au disjoncteur à réenclenchement. Il n'est pas exigé de vérifier toutes les courbes temps-courant disponibles.

Les conditions d'essai temps-courant doivent être telles que spécifiées en 7.1 et comme suit, sauf qu'il n'est pas obligatoire de satisfaire aux exigences de montage et de mise à la terre. La température de la bobine dans les disjoncteurs à réenclenchement équipés de temporisateurs hydrauliques doit être de $(25 \pm 2) ^\circ\text{C}$ au début de l'essai.

7.108.2 Procédure d'essai

7.108.2.1 Généralités

Les essais temps-courant doivent être réalisés comme suit:

Une (1) courbe temps-courant rapide et une (1) courbe temps-courant temporisée doivent être soumises à l'essai. Ces courbes doivent apparaître sur le courant de phase et ne doivent pas être à retard indépendant (c'est-à-dire qu'elles doivent être dans une certaine mesure à temporisation inverse). Chaque courbe temps-courant doit être soumise à l'essai à au moins six niveaux d'essai de courant, répartis de façon logique pour vérifier la courbe temps-courant sur l'ensemble de la plage de courants.

Au moins trois essais de temporisation doivent être réalisés à chacun des six niveaux de courant, soit au moins 18 essais pour une courbe temps-courant donnée. Chaque phase du disjoncteur à réenclenchement doit être la phase active dans au moins deux des 18 essais.

Le niveau d'essai temps-courant doit être compris entre 100 % et 115 % du courant minimal de déclenchement assigné. Voir 7.105.3.

NOTE Le réglage du niveau d'essai à faible courant jusqu'à 115 % du courant minimal de déclenchement permet d'éviter une temporisation trop longue en raison de la pente de la courbe temps-courant.

Pour le niveau d'essai à courant élevé, l'une des valeurs suivantes doit être choisie.

- a) La valeur du courant coupé assigné en court-circuit du disjoncteur à réenclenchement.

- b) La valeur du courant symétrique le plus élevé que la commande peut traiter (il s'agit uniquement d'une option si elle est inférieure à la valeur du courant coupé assigné en court-circuit du disjoncteur à réenclenchement).

Les données de chacun des 18 essais pour une courbe temps-courant donnée doivent être consignées en incluant le courant d'essai, la durée d'élimination d'un défaut et la phase soumise à l'essai.

7.108.2.2 Données de durée d'élimination d'un défaut/courant

Les données de durée d'élimination d'un défaut/courant doivent être déterminées par la méthode A et/ou la méthode B. Voir la Figure 1.

- Méthode A – Ajout d'une durée d'arc au temps de séparation de contact obtenu en 7.108.2.3. La durée d'arc peut être obtenue par des oscillogrammes issus des essais de coupure ou de fonctionnement.
- Méthode B – Mesure de la durée totale d'élimination d'un défaut à partir des oscillogrammes des essais de coupure à la tension maximale assignée du disjoncteur à réenclenchement soumis à l'essai selon 7.108.2.1.

7.108.2.3 Essais temps de séparation de contact/courant

Le paragraphe 7.108.2.3 est exigé uniquement si la méthode A de 7.108.2.2 est choisie pour obtenir les données de durée d'élimination d'un défaut/courant.

Les essais temps de séparation de contact/courant doivent être réalisés à n'importe quelle tension jusqu'à la tension maximale assignée du disjoncteur à réenclenchement soumis aux essais de 7.108.2.1.

7.108.3 Résultats d'essai de la courbe de durée d'élimination d'un défaut/courant

Les informations suivantes doivent être fournies et consignées pour les essais de la courbe de durée d'élimination d'un défaut/courant:

- a) la durée d'élimination d'un défaut de référence (indiquée par le constructeur avant de procéder aux essais) pour chaque courbe temps-courant rapide et temporisée. Les données peuvent être représentées sous forme graphique (échelle logarithmique, par exemple), analytique (une équation, par exemple) ou de tableau;
- b) la tension à laquelle les essais sont réalisés lors de l'enregistrement selon la méthode B de 7.108.2.2;
- c) le type et les caractéristiques assignées du disjoncteur à réenclenchement pour lequel les données de la courbe s'appliquent;
- d) les résultats absolus de tous les essais de courant pour les courbes temps-courant rapides et temporisées de tous les disjoncteurs à réenclenchement. La tolérance admise par rapport à la durée d'élimination d'un défaut de référence doit être de $\pm 10\%$ plus ± 30 ms ou $\pm 10\%$ de courant, selon la valeur la plus élevée.

Une présentation traditionnelle recommande de tracer les résultats des 18 essais (pour une courbe temps-courant donnée et soumise à l'essai) sur une échelle logarithmique. Une moyenne des résultats à chaque niveau d'essai de courant peut alors être tracée sur la même échelle logarithmique. Une courbe de durée d'élimination d'un défaut/courant lissée peut être tracée au moyen de ces valeurs de temps moyennes.

7.109 Séquence d'essais mécaniques

7.109.1 Généralités

Deux séries d'essais mécaniques sont exigées:

- essai d'endurance mécanique à température ambiante (première série);
- essai opérationnel à température basse et élevée (deuxième série).

Il n'est pas exigé de réaliser les deux séries sur le même objet d'essai. Toutefois, les essais à température basse et élevée (deuxième série) doivent être réalisés sur la même unité d'essai.

7.109.2 Dispositions communes pour chaque série d'essais mécaniques

7.109.2.1 Caractéristiques mécaniques consignées avant et après l'essai

Le disjoncteur à réenclenchement doit satisfaire aux conditions de fonctionnement mécanique lors des essais de 7.1.101.1, 7.1.101.2 et 7.1.101.3.

Les caractéristiques de fonctionnement suivantes doivent être consignées avant et après l'essai:

- caractéristiques mécaniques pour les manœuvres d'ouverture et de fermeture;
- durée de fermeture;
- durée d'ouverture;
- intervalle de temps entre les pôles;
- résistance du circuit principal;
- l'étanchéité, le cas échéant, doit être assurée selon 7.8;
- densités ou pressions de gaz, le cas échéant;
- autres caractéristiques importantes ou réglages spécifié(e)s par le constructeur.

Les caractéristiques mécaniques doivent être produites pendant un essai à vide réalisé avec une seule manœuvre O et une seule manœuvre C à la tension d'alimentation assignée du dispositif de manœuvre et, le cas échéant, à la pression de service assignée pour la manœuvre.

La durée d'ouverture et la durée de fermeture consignées dans l'essai à vide de référence doivent être utilisées comme durée de fermeture et durée d'ouverture de référence.

7.109.2.2 État pendant et après les essais

Pendant et après les essais, l'état du disjoncteur doit lui permettre de fonctionner normalement en mode automatique et en mode manuel, de conduire son courant assigné normal, de couper et de fermer son courant de court-circuit assigné et de résister à des valeurs de tension en fonction de son niveau d'isolement assigné.

En règle générale, ces exigences sont satisfaites si:

- a) pendant les essais, le disjoncteur à réenclenchement fonctionne sur commande et ne fonctionne pas sans commande;
- b) les exigences d'étanchéité (le cas échéant) sont vérifiées aux limites basse et haute de température.
- c) après les essais, les caractéristiques mesurées selon 7.109.2.1 se situent dans les limites des tolérances données par le constructeur;
- d) la résistance du circuit principal n'a pas augmenté de plus de 20 %. Si l'augmentation de la résistance est supérieure à cette valeur, un essai de courant permanent au courant (normal) permanent assigné avec des couples thermoélectriques placés doit être réalisé pour vérifier que le disjoncteur à réenclenchement ne sera pas confronté à des emballements thermiques (voir 7.113);

- e) le disjoncteur à réenclenchement est en mesure de réussir un essai de tenue à fréquence industrielle à 80 % des valeurs indiquées dans la colonne 5 du Tableau 2 et du Tableau 3;
- f) pour les dispositifs équipés d'éclateurs de coupure et de non-coupure, chaque éclateur est soumis à l'essai dans sa position ouverte respective. Les éclateurs qui peuvent être ouverts en permanence doivent résister à 80 % des valeurs indiquées dans la colonne 5 du Tableau 2 et du Tableau 3. Les éclateurs qui peuvent être exposés à des contraintes de tension pendant de courtes durées bien inférieures à 1 min doivent être en mesure de résister à une tension à établir par le constructeur, mais qui n'est pas inférieure à la tension maximale assignée du dispositif;
- g) après les essais, toutes les parties accessibles, y compris les contacts, ne présentent pas d'usure excessive;
- h) pendant et après les essais, une déformation des parties mécaniques n'altère pas le fonctionnement du disjoncteur à réenclenchement ou n'empêche pas le montage correct des pièces de remplacement.

7.109.3 Essai mécanique à température ambiante

Le disjoncteur à réenclenchement doit faire l'objet d'au moins 2 000 cycles de fermeture-ouverture sans maintenance. Dans le nombre total de cycles, au moins 200 manœuvres doivent être réalisées à l'aide du mécanisme d'ouverture manuelle et, le cas échéant, le mécanisme de fermeture manuelle. Au moins 1 800 cycles doivent être réalisés par manœuvre automatique de la commande de disjoncteur à réenclenchement.

La commande de disjoncteur à réenclenchement doit être réglée pour le nombre maximal admis de cycles de fermeture-ouverture jusqu'au verrouillage (voir 5.104). L'ouverture automatique doit être déclenchée par un courant de défaut simulé passant par une phase du disjoncteur à réenclenchement exerçant les fonctions de détection et de commande normales du courant du disjoncteur à réenclenchement. Si les intervalles de réenclenchement sont ajustables, ils doivent être réglés sur leurs valeurs minimales indiquées dans les instructions de fonctionnement du constructeur ou, à défaut, sur la valeur la plus basse pour laquelle le disjoncteur à réenclenchement est conçu.

Le réarmement du dispositif en position fermée après chaque séquence de fonctionnement doit être considéré comme faisant partie intégrante de l'essai.

L'état du disjoncteur à réenclenchement pendant et après l'essai doit être conforme à 7.109.2.2.

7.109.4 Essais mécaniques à température basse et élevée

7.109.4.1 Généralités

Il n'est pas nécessaire de réaliser les deux essais à la suite, et l'ordre dans lequel ils le sont est arbitraire.

La commande de disjoncteur à réenclenchement doit être réglée pour le nombre maximal admis de manœuvres de fermeture-ouverture jusqu'au blocage (voir 5.104). L'ouverture automatique doit être déclenchée par un courant de défaut simulé passant par une phase du disjoncteur à réenclenchement exerçant les fonctions de détection et de commande normales du courant du disjoncteur à réenclenchement jusqu'au blocage. Si les intervalles de réenclenchement sont ajustables, ils doivent être réglés sur leurs valeurs minimales indiquées dans les instructions de fonctionnement du constructeur ou, à défaut, sur la valeur la plus basse pour laquelle le disjoncteur à réenclenchement est conçu.

7.109.4.2 Procédure d'essai à basse température

Le comportement à basse température du disjoncteur à réenclenchement, de ses alarmes et de ses systèmes de blocage doit être vérifié.

Le disjoncteur étant en position fermée, diminuer la température jusqu'à la température de service minimale attribuée par le constructeur, à une vitesse qu'il aura lui-même également indiquée, mais ne dépassant pas 20 K/h. Dès que le disjoncteur à réenclenchement a atteint la température de service minimale, il doit être laissé en position fermée pendant au moins 8 h (période d'imprégnation).

Pendant les deux dernières heures de la période d'imprégnation, toutes les sources d'alimentation en courant alternatif du disjoncteur à réenclenchement, y compris sa commande, doivent être déconnectées. Au cours de cet intervalle, le déclenchement de l'alarme est acceptable, mais pas le blocage.

NOTE Cette période de deux heures permet de simuler la perte de tension d'alimentation.

À l'issue de la période d'imprégnation de 8 h, le disjoncteur à réenclenchement doit faire l'objet d'au moins 20 manœuvres d'unité avec les réglages et manœuvres de commande spécifiés en 7.109.4.1. Toutes les sources d'alimentation en courant alternatif du disjoncteur à réenclenchement, y compris sa commande, doivent être reconnectées juste avant la première manœuvre. Le disjoncteur à réenclenchement doit être considéré comme n'ayant pas réussi l'essai s'il ne s'ouvre pas ni ne se ferme dès la première tentative d'exécution de l'une des manœuvres.

À la fin des 20 manœuvres d'unité, le disjoncteur à réenclenchement doit être replacé en position fermée. Le dispositif doit alors être ouvert manuellement (et fermé manuellement s'il peut l'être) cinq fois. Il faut vérifier que le disjoncteur à réenclenchement fonctionne correctement en position ouverte et que ses composants n'ont pas été endommagés. À la fin des cinq manœuvres manuelles, le disjoncteur à réenclenchement doit être replacé en position fermée.

L'état du disjoncteur à réenclenchement pendant et après l'essai doit être conforme à 7.109.2.2.

7.109.4.3 Procédure d'essai à température élevée

Le disjoncteur étant en position fermée, augmenter la température jusqu'à +40 °C (sauf si le constructeur demande une température plus élevée) à une vitesse ne dépassant pas 20 K/h. Dès que le disjoncteur à réenclenchement a atteint +40 °C, il doit être laissé en position fermée pendant au moins 8 h (période d'imprégnation).

À l'issue de la période d'imprégnation de 8 h, le disjoncteur à réenclenchement doit faire l'objet d'au moins 20 manœuvres d'unité avec les réglages et manœuvres de commande spécifiés en 7.109.4.1.

L'état du disjoncteur à réenclenchement pendant et après l'essai doit être conforme à 7.109.2.2.

7.110 Essai de couche de glace

7.110.1 Généralités

Les essais de déglacage sont des essais de type permettant de démontrer l'aptitude à briser l'épaisseur de glace assignée des équipements de connexion extérieurs.

Trois classes de couverture de glace sont spécifiées:

- classe 1 (1 mm de glace);
- classe 10 (10 mm de glace);
- classe 20 (20 mm de glace).

Les couvertures de glace de 10 mm et de 20 mm sont considérées comme étant représentatives de conditions de glace sévères.

Une procédure est décrite pour générer des couvertures de glace transparentes comparables à celles observées dans la nature, ce qui permet de procéder à des essais reproductibles. Pour des conditions de glace sévères, il est possible de choisir entre deux classes d'épaisseur de glace: 10 mm et 20 mm.

7.110.2 Applicabilité

Les essais définis en 7.110 doivent être réalisés uniquement si le constructeur revendique la conformité des disjoncteurs à réenclenchement ou des disjoncteurs à réenclenchement montés sur coupe-circuit au fonctionnement dans des conditions sévères de formation de glace (c'est-à-dire plus de 1 mm), auquel cas les essais de couche de glace sont exigés pour ceux dont les parties mobiles externes ne sont pas protégées contre la formation de glace, ce qui, en cas de gel, compromettrait la manœuvre automatique du dispositif.

7.110.3 Formation de glace

La glace est créée naturellement dans deux catégories générales:

- a) Glace transparente: la glace transparente est le résultat de chutes de pluie dans un air dont la température est comprise entre 0 °C et -10 °C;
- b) Givre: le givre, qui se caractérise par une apparence blanche due à l'air piégé pendant la formation de glace, se forme lorsque la pluie tombe dans un air à une température inférieure à -10 °C ou par suite de la condensation de l'humidité dans l'atmosphère sur des surfaces froides.

L'essai de couche de glace doit être réalisé avec de la glace transparente, qui représente les conditions de fonctionnement les plus difficiles. Étant donné que ces couvertures peuvent se former en période de pluie avec des températures initiales au-dessus de celles de la formation du gel, les parties mobiles peuvent être remplies d'eau et peuvent par la suite geler.

7.110.4 Programme d'essai

7.110.4.1 Méthode d'essai

Une méthode d'essai en environnement contrôlé (essai de laboratoire en intérieur) doit être utilisée. Des objets d'essai tripolaires à fonctionnement groupé doivent être soumis à l'essai comme un seul ensemble tripolaire. Toutefois, les objets d'essai unipolaire peuvent être soumis à l'essai comme des ensembles unipolaires complets.

7.110.4.2 État de surface de l'objet d'essai

Les surfaces externes ne doivent comporter aucune trace d'huile ou de graisse, même un mince film de ces substances empêchant la glace d'adhérer directement sur la surface, ce qui a un impact sur les résultats.

7.110.4.3 Disposition d'essai

L'essai de déglacage doit être réalisé pour les manœuvres de coupure et de fermeture. L'objet d'essai doit être soumis à l'essai avec des composants d'organes de manœuvre représentatifs, comme cela est exigé pour une installation classique sur site.

7.110.4.4 Mesurage de l'épaisseur de glace

Des barres d'essai (tiges ou tubes métalliques) d'environ 3 cm de diamètre sur 1 m de long doivent être montées à chaque extrémité de l'objet d'essai (axes longitudinaux à l'horizontale) et placées de manière à recevoir la même humidité générale que l'objet d'essai. Le nombre

de barres d'essai doit assurer une évaluation correcte de l'épaisseur de glace sur toutes les parties de l'objet d'essai, et au moins une barre d'essai doit dans tous les cas être utilisée par pôle. L'examen visuel de la glace formée sur l'objet d'essai doit correspondre aux mesurages de la barre d'essai.

L'épaisseur de la glace doit être déterminée sur la surface supérieure des barres d'essai en mesurant la profondeur des traits de scie ou des trous percés 15 cm (6 pouces) à partir de chaque extrémité de la barre d'essai. La moyenne des épaisseurs de glace doit être supérieure ou égale à l'aptitude assignée de déglçage de l'objet d'essai. Aucun mesurage ne doit être inférieur à 83 % de cette caractéristique assignée.

7.110.4.5 Conditions d'essai

L'objet d'essai doit être complètement assemblé dans une chambre qui peut être refroidie à une température de -10°C . La chambre doit être équipée d'arroseurs automatiques diffusant une fine eau pulvérisée sur l'ensemble de l'assemblage avec un mouillage général supérieur.

L'eau pulvérisée doit être refroidie à une température comprise entre 0°C et 3°C . Au cours d'une période d'humidification de 1 h, la température ambiante de la chambre doit être maintenue entre $+5^{\circ}\text{C}$ et $+3^{\circ}\text{C}$.

À l'issue de cette période de pulvérisation de 1 h, la température ambiante doit être diminuée entre -7°C et -3°C . La pulvérisation doit se poursuivre jusqu'à ce que l'épaisseur de glace assignée soit mesurée sur la surface supérieure des barres d'essai.

La couverture de glace doit ensuite durcir avec la température ambiante de la chambre comprise entre -7°C et -3°C pendant au moins 4 h après l'arrêt de la pulvérisation. À l'issue de cette période de durcissement, l'objet d'essai doit être manœuvré.

7.110.4.6 Procédure de manœuvre

Les objets d'essai doivent être manœuvrés par commande automatique ou par une personne utilisant un dispositif de manœuvre normalisé. Le découpage à l'ouverture (mouvement saccadé de va-et-vient sur l'organe de manœuvre manuelle) n'est pas admis sur les objets d'essai, ces dispositifs étant susceptibles de contenir un courant important lorsqu'ils sont fermés, et plusieurs tentatives vaines d'ouverture et de fermeture étant susceptibles de donner lieu à des arcs de courant importants dans l'air.

Les objets d'essai automatiques doivent fonctionner correctement dès la première tentative d'ouverture et de fermeture automatique.

7.110.5 Critères d'acceptation

L'essai sous conditions de formation de glace doit être terminé lorsque l'objet d'essai a été manœuvré en quatre séquences, comme suit:

- a) de sa position totalement ouverte sous glace à sa position totalement fermée sous glace;
- b) de sa position totalement fermée sous glace à sa position totalement ouverte et verrouillée (par une manœuvre correcte de l'interrupteur);
- c) de sa position totalement fermée sous glace à sa position totalement ouverte et verrouillée, montrant une seule ouverture lorsque la fonction de non-réenclenchement est engagée (par une manœuvre correcte de l'interrupteur);
- d) mouvement correct des leviers de manœuvre et des indicateurs en présence de glace selon le cas (le levier de sélection de mode passe de la position AUTO à la position de non-réenclenchement, par exemple).

L'équipement ne doit présenter aucun dommage susceptible de gêner son fonctionnement normal. L'ordre des séquences de manœuvres est facultatif.

L'équipement doit être en mesure de couper le circuit lors de l'ouverture réussie de l'objet d'essai. Après la fermeture réussie d'un objet d'essai pris dans la glace, l'équipement doit être en mesure de couper le circuit lors de la manœuvre d'ouverture suivante. Pendant l'essai, aucun dommage susceptible de compromettre la capacité de coupure de courant ou de rigidité diélectrique ne doit être constaté. Les liaisons, composants et alignements doivent faire l'objet d'un examen physique afin de vérifier que le fonctionnement et la mise en séquence de la coupure corrects ont été préservés.

De plus, après les séquences b) et c) ci-dessus, le dispositif doit satisfaire à un essai de résistance à l'humidité à fréquence industrielle afin de vérifier que les performances de rigidité diélectrique n'ont pas été compromises. En cas de doute quant aux performances de l'objet d'essai, un essai d'échauffement, un essai de courant de tenue de courte durée ou un essai de tenue à fréquence industrielle, selon le cas, doit être réalisé pour vérifier les performances acceptables.

7.111 Essais de capacité de tenue aux chocs (SWC) des éléments électroniques de commande

7.111.1 Essais de chocs oscillatoires et transitoires

Les essais doivent être conformes à l'IEEE Std C37.90.1-2012. En variante, les essais peuvent être conformes à l'IEC 60255-26:2013 s'agissant de l'essai aux ondes oscillatoires amorties lentes et de l'essai de transitoire rapide avec les modifications indiquées au Tableau 21. Le rapport d'essai doit indiquer la procédure (IEEE ou IEC) utilisée pour ces essais.

Tableau 21 – Modifications caractéristiques pour les essais conformément à l'IEC 60255-26:2013

Caractéristique	Essai aux ondes oscillatoires amorties lentes	Essai de transitoire rapide
Forme d'onde (amplitude) pour le mode commun et le mode différentiel	2,5 kV – Niveau 3	4 kV – Niveau 4
Réseau de couplage/découplage (CDN) en mode commun – capacité	0,5 μ F	33 nF
Réseau de couplage/découplage (CDN) en mode différentiel – capacité	0,5 μ F	66 nF
Points d'essai – Alimentation, signaux de courant, signaux de tension, E/S	Mode commun et mode différentiel soumis à l'essai par l'intermédiaire du CDN	Mode commun et mode différentiel soumis à l'essai par l'intermédiaire du CDN
Points d'essai – Accès de communication	Mode commun soumis à l'essai via la Figure 13 de l'IEC 61000-4-18:2006	Mode commun soumis à l'essai via la pince de couplage capacitif

7.111.2 Essai de fonctionnement simulé du parafoudre

7.111.2.1 Généralités

Cet essai simule un coup de foudre induit rapide et les variations de tension qui en résultent sur le disjoncteur à réenclenchement et ses éléments de commande, en raison de la variation de courant et de l'impédance de la connexion de terre.

NOTE Voir l'Annexe B pour des informations de base relatives à l'essai de fonctionnement simulé du parafoudre.

7.111.2.2 Montage d'essai

Le montage d'essai ci-dessous décrit une simulation en laboratoire d'une manœuvre de parafoudre.

- a) Un éclateur à tige relié à partir d'une borne de traversée de la source au conducteur de terre du disjoncteur à réenclenchement doit être utilisé pour simuler un parafoudre pour les conditions a), b) et c) de 7.111.2.3. Voir la Figure 5(a). Pour les conditions d) et e) de 7.111.2.3, l'éclateur à tige doit être relié entre une traversée du transformateur et le conducteur de terre du transformateur. Voir la Figure 5(b). L'éclateur doit être réglé pour contourner à $(80 \pm 10) \%$ de la tension de tenue aux chocs de foudre assignée du disjoncteur à réenclenchement sur lequel l'élément de commande doit être appliqué. La tension de choc doit augmenter pour contourner en $(1,2 \pm 0,5) \mu\text{s}$. Le conducteur de terre doit être relié à la borne de terre normale du disjoncteur à réenclenchement en essai et peut être placé à côté de la connexion du câble de commande.
- b) La résistance de limitation de courant du générateur de chocs externe doit être choisie pour fournir un courant de choc suivant le contournement de l'éclateur présentant une valeur de crête de $(6\,000 \pm 600) \text{ A}$. La vitesse d'accroissement doit être comprise entre $5 \text{ kA}/\mu\text{s}$ et $10 \text{ kA}/\mu\text{s}$ sur un accroissement initial de $2\,000 \text{ A}$.
- c) Le câble de commande doit être placé à 15 cm du conducteur de terre du disjoncteur à réenclenchement et être parallèle à celui-là. Le conducteur de terre doit être un fil de cuivre #12 AWG ou de $2,5 \text{ mm}^2$.
 - 1) Dans le cas d'un disjoncteur à réenclenchement à usage aérien, le câble de commande doit être $6^{+0,5}_0 \text{ m}$.
 - 2) Dans le cas d'un disjoncteur à réenclenchement monté sur socle, en chambre sèche ou submersible, le câble de commande doit présenter la longueur maximale admise par le constructeur jusqu'à un maximum de $6^{+0,5}_0 \text{ m}$.
 - 3) Le conducteur de terre du disjoncteur à réenclenchement doit être placé à 15 cm du câble de commande et être parallèle à celui-là sur la distance maximale indiquée en 1) et 2) que le montage autorise.
 - 4) Le conducteur de terre ne doit pas se trouver à plus de $1,5 \text{ m}$ de son point de connexion au conducteur de terre du disjoncteur à réenclenchement et du point de terre du laboratoire.
- d) Dans le cas d'un dispositif triphasé, au moins un tiers des tensions de choc de chaque polarité doit être appliqué à la traversée la plus proche du point de fixation du conducteur de terre au disjoncteur à réenclenchement.
- e) Si l'essai se déroule dans les conditions d) et e) de 7.111.2.3, le transformateur d'alimentation doit être mis sous tension pour fournir la puissance de commande normale à la commande en essai. Pour ce faire, le primaire peut être mis sous tension ou un retour de tension en entrée réalisé à travers le secondaire. Dans l'un ou l'autre cas, il convient de veiller à isoler le transformateur de l'alimentation du laboratoire (de la maison). Les conducteurs d'alimentation doivent être placés à 15 cm du conducteur de terre du disjoncteur à réenclenchement et être parallèles à celui-là. Le conducteur de terre doit être un fil de cuivre #12 AWG ou de $2,5 \text{ mm}^2$. La longueur du conducteur d'alimentation et du conducteur de terre doit être de $6^{+0,5}_0 \text{ m}$.

NOTE 1 La spécification d'un fil de petit calibre de $2,5 \text{ mm}^2$ ou #12AWG consiste à induire un différentiel de tension plus élevé entre le disjoncteur à réenclenchement et la commande pendant la pointe de surintensité. Il est également plus pratique de travailler dans un laboratoire que d'utiliser le fil de mise à la terre le plus réaliste en cuivre d'au moins 16 mm^2 ou #6 AWG. Voir l'Annexe B pour de plus amples informations.

NOTE 2 Plus le conducteur de terre de commande est court, plus l'essai sera sévère.

Si le constructeur prévoit de toujours intégrer l'appareil de commande sur ou dans la structure du disjoncteur à réenclenchement, l'appareil est considéré comme conforme à c) 1) et c) 2) ci-dessus avec un câble de commande de longueur nulle.

7.111.2.3 Procédure d'essai

Quinze chocs positifs et quinze chocs négatifs doivent être appliqués dans chacune des cinq conditions indiquées ci-dessous, l'éclateur étant sur la traversée de la source. L'éclateur doit rester connecté à la traversée de la source pour les conditions a), b) et c). Si l'objet d'essai dispose d'une source d'alimentation autonome, les conditions d) et e) peuvent être ignorées.

Conditions:

- a) à la borne de la source, disjoncteur à réenclenchement ouvert;
- b) à la borne de la source, disjoncteur à réenclenchement fermé;
- c) à la borne de sortie, disjoncteur à réenclenchement fermé;
- d) à un transformateur correctement assigné connecté conformément à la Figure 5(b), disjoncteur à réenclenchement ouvert;
- e) à un transformateur correctement assigné connecté conformément à la Figure 5(b), disjoncteur à réenclenchement fermé;

NOTE Le transformateur d'alimentation de la Figure 5(b) est une alimentation externe à la commande du disjoncteur à réenclenchement. Il ne s'agit pas du disjoncteur à réenclenchement lui-même. Un générateur indépendant peut être utilisé pour assurer le retour de tension en entrée dans le transformateur afin d'isoler le choc du reste de l'alimentation de laboratoire.

7.111.2.4 État de la commande pendant et après l'essai

La commande doit être mise sous tension et opérationnelle pendant l'essai, avec les réglages suivants:

- a) la valeur du seuil de déclenchement (réglage d'excitation) ne dépasse pas le courant de charge assigné du dispositif;
- b) disjoncteurs à réenclenchement pour le nombre maximal de manœuvres jusqu'au blocage;
- c) d'autres réglages pour le fonctionnement normal en fonction de a) et b) ci-dessus.

Lors de l'application des chocs, la commande ne doit ni fermer le disjoncteur à réenclenchement, ni l'ouvrir (déclenchement). Aucun changement d'état ne doit se produire ou être enregistré.

NOTE Il peut s'agir d'enregistrer des événements, d'oscillographie et de télésurveillance et acquisition de données (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition).

Après les essais, le disjoncteur à réenclenchement et l'appareil de commande doivent être en mesure d'exécuter toutes les fonctions normales sans dégradation. Les vérifications suivantes doivent être réalisées après l'essai si l'appareil de commande les prend en charge:

- communication avec un ordinateur externe;
- ouverture et fermeture du disjoncteur à réenclenchement;
- chargement d'événements ou oscillographie capturée;
- réception d'un téléchargement de micrologiciel;
- réception d'un téléchargement de programme;
- exécution du nombre maximal de manœuvres de séquence pour lequel il a été défini à un niveau d'excitation pertinent.

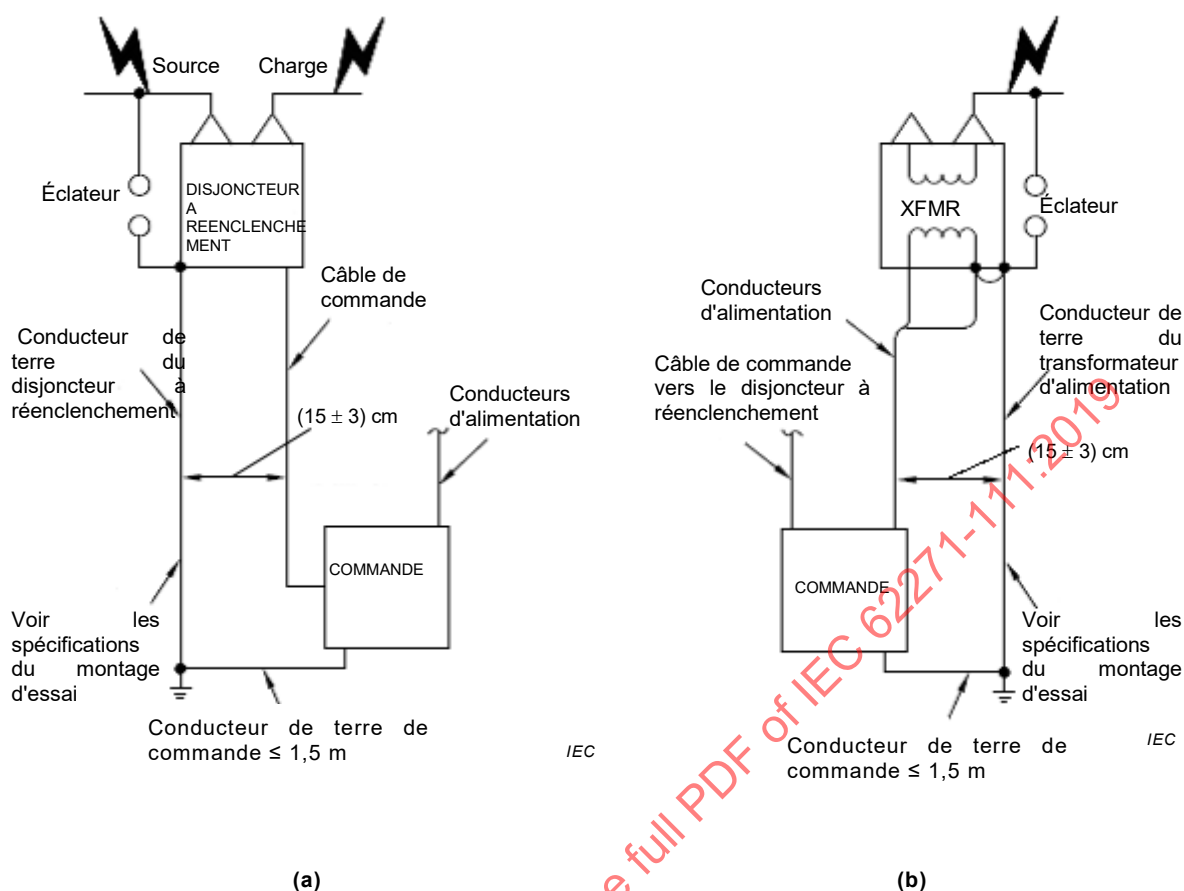


Figure 5 – Circuit d'essai de choc

7.112 État du disjoncteur à réenclenchement après chaque essai de 7.101, 7.103 et 7.104

7.112.1 Exigences générales

Après avoir procédé aux séquences d'essais de coupure et de fermeture spécifiées, le disjoncteur à réenclenchement doit se trouver à l'état ci-dessous.

- Maintenance:** pendant l'essai, le disjoncteur à réenclenchement doit avoir fonctionné sans défaillance et sans maintenance ou remplacement des pièces.
- Mécanique:** le disjoncteur à réenclenchement doit être sensiblement dans le même état mécanique qu'au début et doit être en mesure de fonctionner automatiquement et manuellement. Les caractéristiques temps-courant du disjoncteur à réenclenchement définies en 7.108 doivent être sensiblement les mêmes que les valeurs initiales (avant la séquence d'essais). Les contacts d'arc ou toutes autres parties interchangeables peuvent être usé(s). La qualité de l'huile utilisée pour l'extinction d'arc dans les disjoncteurs à réenclenchement à huile peut être détériorée et sa quantité réduite par rapport au niveau normal. Des dépôts peuvent apparaître sur les isolateurs, provoqués par la décomposition du fluide d'extinction.
- Électrique:** le disjoncteur à réenclenchement doit être en mesure de résister à 80 % du niveau d'essai de tenue assigné de l'isolation à fréquence industrielle pendant 1 min, et de transporter le courant (normal) permanent assigné, mais pas nécessairement sans dépasser l'échauffement assigné. Les mesurages de résistance réalisés avant et après l'essai de fonctionnement peuvent être utilisés pour établir l'aptitude à transporter le courant (normal) permanent assigné.

Pour les dispositifs équipés d'éclateurs de coupure et de non-coupure, chacun d'eux doit être soumis à l'essai dans sa position ouverte respective. Les éclateurs qui peuvent être

ouverts en permanence doivent résister à 80 % des valeurs indiquées dans la colonne 5 du Tableau 2 et du Tableau 3. Les espaces qui peuvent être exposés à des contraintes de tension pendant de courtes durées bien inférieures à 1 min doivent être en mesure de résister à une tension à établir par le constructeur, mais qui n'est pas inférieure à la tension maximale assignée du dispositif.

Un examen visuel et un fonctionnement à vide du disjoncteur à réenclenchement utilisé après les essais sont en général suffisants pour vérifier ces exigences. Pour les disjoncteurs à réenclenchement dont les structures de contact ne sont pas aisément visibles, les résistances de contact doivent être vérifiées selon 7.4.4 afin de déterminer l'aptitude du disjoncteur à réenclenchement à transporter le courant.

Si l'augmentation de la résistance est supérieure à la valeur spécifiée en 7.4.4, un essai de courant permanent au courant (normal) permanent assigné avec des couples thermoélectriques placés doit être réalisé pour vérifier que le disjoncteur à réenclenchement ne sera pas confronté à des emballements thermiques (voir 7.113).

Si des défauts se produisent sans être persistants ni liés à un défaut de conception, mais plutôt à des erreurs d'assemblage ou d'entretien, ils peuvent être corrigés et la séquence d'essais concernée peut être répétée sur le disjoncteur à réenclenchement. Dans ces cas, le rapport d'essai doit mentionner les essais non valides.

Des décharges disruptives non soutenues peuvent se produire pendant la période d'application de la tension de rétablissement suivant une coupure. Toutefois, leur occurrence n'est pas un signe de fatigue de l'objet d'essai d'établissement et de coupure. Leur nombre n'a donc pas de signification dans l'interprétation des performances de l'objet d'essai. Elles doivent être mentionnées dans le rapport d'essai, afin de les différencier des réamorçages.

Pendant la série d'essais, seule l'occurrence d'un réamorçage doit être admise. La durée du courant de réamorçage ne doit pas dépasser un demi-cycle de courant à fréquence industrielle. En cas de réamorçage lors de la dernière séquence de la série d'essais, une autre séquence complète doit être réalisée pour démontrer l'absence d'autre réamorçage.

L'essai n'a pas abouti si une manœuvre à un ou plusieurs réamorçages ne permet pas à l'objet d'éliminer correctement le courant d'essai.

NOTE Il ne s'agit pas d'exiger l'installation de circuits de mesure spéciaux pour détecter les décharges disruptives non soutenues. Il convient uniquement de les signaler lorsqu'elles apparaissent sur un oscillogramme.

7.112.2 Exigences spécifiques relatives aux ampoules à vide dans des équipements isolés au SF₆

Si le dernier essai d'une séquence est un essai de courant de courte durée ou un essai d'établissement et de coupure, une vérification supplémentaire de l'intégrité de l'ampoule à vide doit être exigée. Cet essai supplémentaire est nécessaire, car, en cas de défaillance de l'ampoule à vide entraînant une fuite, ladite ampoule à vide sera remplie par du SF₆, ce qu'un essai de tenue normal à fréquence industrielle ne peut pas permettre de détecter.

L'intégrité de l'ampoule à vide doit être vérifiée par un essai de coupure en court-circuit à au moins 10 % du courant de court-circuit assigné et au moins 50 % de la tension assignée. Les valeurs assignées de TTR ne sont pas exigées pour cet essai:

- a) s'il s'agit d'un essai triphasé, le neutre de la source et le neutre de la charge doivent être mis à la terre;
- b) s'il s'agit d'un essai monophasé, chaque pôle doit être soumis à l'essai séparément.

7.113 Essai d'emballage thermique

Cet essai a pour objet de vérifier que le disjoncteur à réenclenchement fonctionne à une température stable tout en transportant le courant permanent assigné. Cet essai est exigé uniquement si les autres moyens spécifiés dans le présent document pour déterminer le courant admissible du disjoncteur à réenclenchement sont en cause. Voir 7.109.2.2 et 7.112.1.

Les conditions et procédures d'essai doivent être identiques à celles de l'essai de courant permanent de 7.5. Le disjoncteur à réenclenchement doit avoir réussi cet essai si l'échauffement se stabilise comme indiqué par les relevés consécutifs réalisés à intervalles de 30 min. Les limites d'échauffements observables de 7.5.5 peuvent être dépassées.

L'essai d'emballage thermique exige d'installer les couples thermoélectriques et les fils en différents points du circuit principal de transport de courant. Il peut s'avérer nécessaire de découper, de démonter et remonter en partie, de percer des trous pour les couples thermoélectriques, etc., avant ou après l'essai d'emballage thermique. Il convient de bien comprendre que ce type de travail n'est pas une opération de maintenance.

Les disjoncteurs à réenclenchement SF₆ ne doivent pas être ouverts ni le gaz SF₆ et ses sous-produits être libérés avant les essais d'emballage thermique.

Pour les disjoncteurs à réenclenchement SF₆ et ceux dont la construction rend le démontage difficile (construction soudée, par exemple), il est suffisant de mesurer la stabilité de la température des connexions accessibles et de la comparer à des points semblables issus de l'essai de type.

8 Essais individuels de série

8.1 Généralités

Le paragraphe 8.1 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

NOTE Le terme "essai de production" de l'IEEE est équivalent au terme "essai individuel de série" de l'IEC.

Les essais individuels de série ont pour but de révéler des défauts dans les matériaux ou la construction. Tous les essais individuels de série applicables doivent être réalisés par le constructeur sur chaque disjoncteur à réenclenchement, en usine après l'assemblage final, les essais de décharges partielles pouvant néanmoins être réalisés sur des sous-assemblages (voir 8.102).

Les essais individuels de série doivent inclure:

- a) l'essai de rigidité diélectrique: 1 min à fréquence industrielle sèche;
- b) les essais de vérification de commande, de câblage secondaire et des accessoires;
- c) le mesurage de la résistance du circuit principal;
- d) les essais d'étanchéité;
- e) l'étalonnage du réenclenchement et de la surintensité;
- f) essai de décharges partielles;
- g) essai de fonctionnement mécanique à vide.

Les rapports d'essai des essais individuels de série ne sont pas exigés, sauf accord contraire entre le constructeur et l'utilisateur.

8.2 Essai diélectrique du circuit principal

Le paragraphe 8.2 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

L'essai doit être réalisé selon 7.2 avec les exceptions suivantes:

- a) seuls les essais de tenue à sec à fréquence industrielle sont exigés;
- b) à la discrétion du constructeur, plusieurs pôles peuvent être soumis à l'essai en parallèle;
- c) la pression de gaz (le cas échéant) doit être définie sur la pression fonctionnelle minimale pour l'isolation et la coupure, à l'exception du fait qu'il convient de régler les systèmes à pression scellés à la pression de remplissage assignée pour l'isolation;
- d) la durée de l'essai peut être réduite à 10 s si une tension de 110 % de celle spécifiée en 7.2.7.2 est utilisée.

8.3 Essais des circuits auxiliaires et de commande

Le paragraphe 8.3 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Les dispositifs de commande, de câblage secondaire et accessoires doivent être contrôlés pour vérifier que toutes les connexions ont été correctement réalisées. Les dispositifs et relais, le cas échéant, doivent être vérifiés par une manœuvre réelle, dans la mesure du possible. Les circuits dont la manœuvre n'est pas envisageable doivent être contrôlés pour vérifier leur continuité.

8.4 Mesurage de la résistance du circuit principal

Le paragraphe 8.4 de l'IEC 62271-1:2017 n'est pas applicable.

Pour l'essai individuel de série, la chute de tension en courant continu ou la résistance de chaque pôle du circuit principal doit être mesurée dans des conditions aussi proches que possible des conditions dans lesquelles l'essai correspondant a été réalisé, en ce qui concerne la température de l'air ambiant et les points de mesure. Le courant d'essai doit se situer dans les limites fixées en 7.4.4.

La résistance mesurée ne doit pas dépasser $1,2 \times R_u$, où R_u est égale à la résistance mesurée avant l'essai au courant permanent.

8.5 Essai d'étanchéité

Le paragraphe 8.5 de l'IEC 62271-1:2017 est applicable avec l'ajout suivant.

Un essai d'étanchéité réalisé sur les disjoncteurs à réenclenchement submersibles doit être réalisé conformément aux bonnes pratiques énoncées par le constructeur, afin de vérifier qu'ils fonctionnent dans les conditions de service indiquées à l'Article 4.

8.101 Étalonnage de la refermeture et du fonctionnement à surintensité

Les disjoncteurs à réenclenchement doivent être étalonnés de la manière suivante, selon le cas, pour assurer la conformité aux courbes de caractéristiques temps-courant publiées. L'étalonnage peut être réalisé sur le sous-assemblage d'éléments de commande individuels avant l'assemblage final du disjoncteur à réenclenchement. A l'issue de cette dernière opération, les effets de la durée de fonctionnement sur le disjoncteur à réenclenchement doivent être reconnus, et l'assemblage complet doit être soumis à l'essai pour vérifier que le dispositif déclenchera le disjoncteur à réenclenchement. Un courant à forme d'onde sinusoïdale à une tension adaptée doit être utilisé. L'étalonnage peut être réalisé dans n'importe quel ordre jugé approprié par le constructeur:

- a) essai de courant minimal de déclenchement (voir 7.105);