NORME INTERNATIONALE

INTERNATIONAL STANDARD

CEI
IEC
71-2

Troisième édition
Third edition
1996-12

Coordination de l'isolement –

Partie 2:
Guide d'application

Insulation co-ordination –

Part 2:
Application guide

Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 71-2: 1996

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Validité de la présente publication

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

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles auprès du Bureau Central de la CEI.

Les renseignements relatifs à ces révisions, à l'établissement des éditions révisées et aux amendements peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et dans les documents ci-dessous:

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
  Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**
  Publié annuellement et mis à jour régulièrement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 50: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI), qui se présente sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande. Voir également le dictionnaire multilingue de la CEI.

Les termes et définitions figurant dans la présente publication ont été soit tirés du VEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Symboles graphiques et littéraux

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera:

– la CEI 27: *Symboles littéraux à utiliser en électro-technique;*

– la CEI 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles;*

– la CEI 617: *Symboles graphiques pour schémas;*

et pour les appareils électromédicaux,

– la CEI 878: *Symboles graphiques pour équipements électriques en pratique médicale.*

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit tirés de la CEI 27, de la CEI 417, de la CEI 617 et/ou de la CEI 878, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Publications de la CEI établies par le même comité d'études

L'attention du lecteur est attirée sur les listes figurant à la fin de cette publication, qui énumèrent les publications de la CEI préparées par le comité d'études qui a établi la présente publication.

Validity of this publication

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

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available from the IEC Central Office.

Information on the revision work, the issue of revised editions and amendments may be obtained from IEC National Committees and from the following IEC sources:

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
  Published yearly
- **Catalogue of IEC publications**
  Published yearly with regular updates

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC 50: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field. Full details of the IEV will be supplied on request. See also the IEC Multilingual Dictionary.

The terms and definitions contained in the present publication have either been taken from the IEV or have been specifically approved for the purpose of this publication.

Graphical and letter symbols

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications:

– IEC 27: *Letter symbols to be used in electrical technology;*

– IEC 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets;*

– IEC 617: *Graphical symbols for diagrams;*

and for medical electrical equipment,

– IEC 878: *Graphical symbols for electromedical equipment in medical practice.*

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC 27, IEC 417, IEC 617 and/or IEC 878, or have been specifically approved for the purpose of this publication.

IEC publications prepared by the same technical committee

The attention of readers is drawn to the end pages of this publication which list the IEC publications issued by the technical committee which has prepared the present publication.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

NORME INTERNATIONALE

INTERNATIONAL STANDARD

CEI
IEC
71-2

Troisième édition
Third edition
1996-12

Coordination de l'isolement –

Partie 2:
Guide d'application

Insulation co-ordination –

Part 2:
Application guide

© CEI 1996 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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

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

Bureau central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembé Genève Suisse

Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission

CODE PRIX
PRICE CODE XF

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

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

Not for Resale

SOMMAIRE

Pages

AVANT-PROPOS 8

Articles

1 Généralités 10
1.1 Domaine d'application 10
1.2 Références normatives 10
1.3 Liste des symboles et définitions 12
2 Contraintes de tension représentatives en service 20
2.1 Origine et classification des contraintes de tension 20
2.2 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surtensions 22
2.3 Tensions et surtensions représentatives 26
3 Tension de tenue de coordination 56
3.1 Caractéristiques de tenue de l'isolation 56
3.2 Critère de performance 64
3.3 Procédures de coordination de l'isolement 66
4 Tension de tenue spécifiée 82
4.1 Remarques générales 82
4.2 Correction atmosphérique 82
4.3 Facteurs de sécurité 86
5 Tension de tenue normalisée et procédures d'essais 90
5.1 Remarques générales 90
5.2 Facteurs de conversion d'essai 92
5.3 Détermination de la tenue de l'isolement par des essais de type 94
6 Points particuliers concernant les lignes aériennes 102
6.1 Remarques générales 102
6.2 Coordination de l'isolement vis-à-vis des tensions d'exploitation et des surtensions temporaires 102
6.3 Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions à front lent 104
6.4 Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions de foudre 104
7 Points particuliers concernant les postes 106
7.1 Remarques générales 106
7.2 Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions 110

Tableaux

1 Lignes de fuite recommandées 70
2 Facteurs de conversion d'essai pour la gamme I, pour convertir les tensions de tenue spécifiées au choc de manoeuvre en tensions de tenue à fréquence industrielle de courte durée et en choc de foudre 92
3 Facteurs de conversion d'essai pour la gamme II, pour convertir les tensions de tenue spécifiées à fréquence industrielle de courte durée en tension de tenue au choc de manoeuvre 94
4 Sélectivité des procédures d'essai B et C de la CEI 60-1 98
A.1 Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de foudre et les distances d'air minimales 118
A.2 Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de manoeuvre et les distances d'air phase-terre minimales 120
A.3 Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de manoeuvre et les distances d'air phase-phase minimales 120
C.1 Tension d'amorçage en fonction de la probabilité d'amorçage – Isolation unique et 100 isolations en parallèle 134

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

CONTENTS

Page

FOREWORD 9

Clause
1 General 11
1.1 Scope 11
1.2 Normative references 11
1.3 List of symbols and definitions 13
2 Representative voltage stresses in service 21
2.1 Origin and classification of voltage stresses 21
2.2 Characteristics of overvoltage protective devices 23
2.3 Representative voltages and overvoltages 27
3 Co-ordination withstand voltage 57
3.1 Insulation strength characteristics 57
3.2 Performance criterion 65
3.3 Insulation co-ordination procedures 67
4 Required withstand voltage 83
4.1 General remarks 83
4.2 Atmospheric correction 83
4.3 Safety factors 87
5 Standard withstand voltage and testing procedures 91
5.1 General remarks 91
5.2 Test conversion factors 93
5.3 Determination of insulation withstand by type tests 95
6 Special considerations for overhead lines 103
6.1 General remarks 103
6.2 Insulation co-ordination for operating voltages and temporary overvoltages 103
6.3 Insulation co-ordination for slow-front overvoltages 105
6.4 Insulation co-ordination for lightning overvoltages 105
7 Special considerations for substations 107
7.1 General remarks 107
7.2 Insulation co-ordination for overvoltages 111

Tables

1 Recommended creepage distances 71
2 Test conversion factors for range I, to convert required switching impulses withstand voltages to short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages 93
3 Test conversion factors for range II to convert required short-duration power-frequency withstand voltages to switching impulse withstand voltages 95
4 Selectivity of test procedures B and C of IEC 60-1 99
A.1 Correlation between standard lightning impulse withstand voltages and minimum air clearances 119
A.2 Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-earth air clearances 121
A.3 Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-phase air clearances 121
C.1 Breakdown voltage versus cumulative flashover probability – Single insulation and 100 parallel insulations 135

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

F.1 Constante d'amortissement par effet couronne K_{co} 174
F.2 Facteur *A* pour différents types de lignes aériennes 184
G.1 Facteurs d'intervalles *K* typiques pour l'amorçage phase-terre au choc de manoeuvre . 194
G.2 Facteur d'intervalle pour des géométries phase-phase typiques 196
H.1 Résumé des tensions de tenue spécifiées minimales pour l'exemple H.1.1 212
H.2 Résumé des tensions de tenue spécifiées minimales pour l'exemple H.1.2 216
H.3 Valeurs relatives à la procédure de coordination de l'isolement pour l'exemple H.3 248

Figures

1 Plages de valeurs à 2 % des surtensions à front lent en extrémité de ligne dues à l'enclenchement ou au réenclenchement 38
2 Rapport entre les valeurs à 2 % des surtensions à front lent entre phases et phase-terre 40
3 Schéma du raccordement d'un parafoudre à l'objet protégé 54
4 Probabilité de décharge disruptive d'une isolation autorégénératrice sur une échelle linéaire 72
5 Probabilité de décharge disruptive d'une isolation autorégénératrice sur une échelle gaussienne 72
6 Evaluation du facteur de coordination déterministe K_{cd} 74
7 Evaluation du risque de défaillance 76
8 Risque de défaillance de l'isolation externe pour les surtensions à front lent en fonction du facteur de coordination statistique K_{cs} 80
9 Relation entre l'exposant *m* et la tension de tenue de coordination au choc de manoeuvre 86
10 Probabilité *P* qu'un matériel ait un comportement satisfaisant en essai en fonction de la différence *K* entre les tensions de tenue aux chocs réelle et assignée 98
11 Exemple de disposition schématique de poste utilisé pour la localisation des contraintes (voir 7.1) 106
B.1 Facteur de défaut à la terre *k* en fonction de X_0/X_1 pour $R_1/X_1 = R = 0$ 124
B.2 Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre *k* lorsque $R_1 = 0$ 124
B.3 Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre *k* lorsque $R_1 = 0{,}5\ X_1$ 126
B.4 Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre *k* lorsque $R_1 = X_1$ 126
B.5 Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre *k* lorsque $R_1 = 2X_1$ 128
C.1 Graphique de conversion donnant la réduction de la tension de tenue pour des intervalles d'air (destinés à assurer l'isolement) en parallèle 138
D.1 Exemple de courbes de surtensions entre phases à deux variables pour une même fonction de répartition de probabilité et des tangentes donnant les valeurs 2 % correspondantes 150
D.2 Principe de détermination de la surtension représentative entre phases U_{pre} 152
D.3 Configuration schématique de l'isolation phase-phase-terre 152
D.4 Description de la tension d'amorçage 50 % phase-phase-terre en onde de manoeuvre. 154

--`,,`,,`-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

F.1 Corona damping constant K_{co} 175
F.2 Factor *A* for various overhead lines 185
G.1 Typical gap factors *K* for switching impulse breakdown phase-to-earth 195
G.2 Gap factors for typical phase-to-phase geometries 197
H.1 Summary of minimum required withstand voltages obtained for example H.1.1 213
H.2 Summary of required withstand voltages obtained for example H.1.2 217
H.3 Values related to the insulation co-ordination procedure for example H.3 249

Figures

1 Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization 39
2 Ratio between the 2 % values of slow-front overvoltages phase-to-phase and phase-to-earth 41
3 Diagram for surge arrester connection to the protected object 55
4 Distributive discharge probability of self-restoring insulation described on a linear scale 73
5 Disruptive discharge probability of self-restoring insulation described on a Gaussian scale 73
6 Evaluation of deterministic co-ordination factor K_{cd} 75
7 Evaluation of the risk of failure 77
8 Risk of failure of external insulation for slow-front overvoltages as a function of the statistical co-ordination factor K_{cs} 81
9 Dependence of exponent *m* on the co-ordination switching impulse withstand voltage 87
10 Probability *P* of an equipment to pass the test dependent on the difference *K* between the actual and the rated impulse withstand voltage 99
11 Example of a schematic substation layout used for the overvoltage stress location (see 7.1) 107
B.1 Earth-fault factor *k* on a base of X_0/X_1 for $R_1/X_1 = R = 0$ 125
B.2 Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor *k* where $R_1 = 0$ 125
B.3 Relationship between R_0/X_1 et X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor *k* where $R_1 = 0{,}5\ X_1$ 127
B.4 Relationship between R_0/X_1 et X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor *k* where $R_1 = X_1$ 127
B.5 Relationship between R_0/X_1 et X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor *k* where $R_1 = 2X_1$ 129
C.1 Conversion chart for the reduction of the withstand voltage due to placing insulation configurations in parallel 139
D.1 Example for bivariate phase-to-phase overvoltage curves with constant probability density and tangents giving the relevant 2 % values 151
D.2 Principle of the determination of the representative phase-to-phase overvoltage U_{pre} 153
D.3 Schematic phase-phase-earth insulation configuration 153
D.4 Description of the 50 % switching impulse flashover voltage of a phase-phase-earth insulation 155

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

D.5 Angle d'inclinaison de la caractéristique de l'isolation entre phases dans la gamme b en fonction du rapport de la distance entre phases *D* à la hauteur au-dessus du sol *Ht* 156

E.1 Capacités réparties des enroulements d'un transformateur et circuit équivalent décrivant les enroulements 168

E.2 Valeurs du facteur *J* décrivant l'effet du couplage des enroulements sur la transmission des surtensions par voie inductive 170

Annexes

A Distances dans l'air assurant une tension spécifiée de tenue aux chocs dans une installation 114

B Détermination des surtensions temporaires dues à des défauts à la terre 122

C Loi de probabilité de Weibull 130

D Détermination de la surtension représentative à front lent due à l'enclenchement ou au réenclenchement d'une ligne 140

E Surtensions transmises dans les transformateurs 158

F Surtensions dues à la foudre 172

G Calcul de la tenue diélectrique des intervalles d'air à partir des données expérimentales 186

H Exemples de procédures de coordination de l'isolement 198

J Bibliographie 250

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

D.5 Inclination angle of the phase-to-phase insulation characteristic in range b dependent on the ratio of the phase-phase clearance *D* to the height *Ht* above earth..... 157

E.1 Distributed capacitances of the windings of a transformer and the equivalent circuit describing the windings 169

E.2 Values of factor *J* describing the effect of the winding connections on the inductive surge transference 171

Annexes

A Clearances in air to assure a specified impulse withstand voltage installation..... 115

B Determination of temporary overvoltages due to earth faults 123

C Weibull probability distributions..... 131

D Determination of the representative slow-front overvoltage due to line energization and re-energization..... 141

E Transferred overvoltages in transformers..... 159

F Lightning overvoltages..... 173

G Calculation of air gap breakdown strength from experimental data 187

H Examples of insulation co-ordination procedure 199

J Bibliography 251

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

Partie 2: Guide d'application

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 71-2 a été établie par le comité d'études 28 de la CEI: Coordination de l'isolement.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 1976, et constitue une révision technique.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
28/115/FDIS	28/117/RVD

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

L'annexe A fait partie intégrante de cette norme.

Les annexes B à J sont données uniquement à titre d'information.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 2: Application guide

FOREWORD

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

International Standard IEC 71-2, has been prepared by IEC technical committee 28: Insulation co-ordination.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 1976 and constitutes a technical revision.

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

FDIS	Report on voting
28/115/FDIS	28/117/RVD

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

Annex A forms an integral part of this standard.

Annexes B to J are for information only.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

COORDINATION DE L'ISOLEMENT –

Partie 2: Guide d'application

1 Généralités

1.1 *Domaine d'application*

La présente partie de la CEI 71 constitue un guide d'application et concerne le choix des niveaux d'isolement des matériels ou des installations pour les réseaux triphasés. Son but est de donner des recommandations pour la détermination des tensions de tenue assignées pour les gammes I et II de la CEI 71-1 et de justifier l'association de ces valeurs assignées avec les valeurs normalisées des tensions les plus élevées pour le matériel.

Cette association ne couvre que les besoins de la coordination de l'isolement. Les exigences relatives à la sécurité des personnes ne sont pas traitées dans ce guide d'application.

Il traite des réseaux triphasés de tension nominale supérieure à 1 kV. Les valeurs qui en sont déduites ou qui y sont proposées ne sont généralement applicables qu'à ces seuls réseaux. Cependant, les principes présentés sont également valables pour les réseaux biphasés ou monophasés.

Il traite de l'isolement phase-terre, entre phases et longitudinal.

Ce guide d'application n'est pas destiné à détailler les essais de routine qui seront spécifiés par les comités de produits concernés.

Le contenu de ce guide suit strictement l'organigramme de la procédure de la coordination de l'isolement présenté à la figure 1 de la CEI 71-1. Les articles 2 à 5 correspondent à chacun des rectangles de l'organigramme et donnent des informations détaillées sur les principes de la procédure de coordination de l'isolement qui conduit à déterminer les niveaux de tenue spécifiés.

Ce guide insiste sur la nécessité de prendre en compte, dès le départ, toutes les origines, toutes les classes et tous les types de contraintes de tension en service quelle que soit la gamme de la tension la plus élevée pour le matériel. Ce n'est qu'à la fin de la procédure, au moment de sélectionner les tensions de tenue normalisées, que l'on applique le principe de couvrir une contrainte de tension particulière en service par une tension de tenue normalisée. Aussi le guide fait-il référence, à cette étape finale, aux corrélations établies dans la CEI 71-1 entre les niveaux d'isolement normalisés et la tension la plus élevée pour le matériel.

Les annexes contiennent des exemples et des informations détaillées qui expliquent ou corroborent les principes décrits dans le texte principal, et les techniques analytiques de base qui sont utilisées.

1.2 *Références normatives*

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 71. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente partie de la CEI 71 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

INSULATION CO-ORDINATION –

Part 2: Application guide

1 General

1.1 *Scope*

This part of IEC 71 constitutes an application guide and deals with the selection of insulation levels of equipment or installations for three-phase electrical systems. Its aim is to give guidance for the determination of the rated withstand voltages for ranges I and II of IEC 71-1 and to justify the association of these rated values with the standardized highest voltages for equipment.

This association is for insulation co-ordination purposes only. The requirements for human safety are not covered by this application guide.

It covers three-phase systems with nominal voltages above 1 kV. The values derived or proposed herein are generally applicable only to such systems. However, the concepts presented are also valid for two-phase or single-phase systems.

It covers phase-to-earth, phase-to-phase and longitudinal insulation.

This application guide is not intended to deal with routine tests. These are to be specified by the relevant product committees.

The content of this guide strictly follows the flow chart of the insulation co-ordination process presented in figure 1 of IEC 71-1. Clauses 2 to 5 correspond to the squares in this flow chart and give detailed information on the concepts governing the insulation co-ordination process which leads to the establishment of the required withstand levels.

The guide emphasizes the necessity of considering, at the very beginning, all origins, all classes and all types of voltage stresses in service irrespective of the range of highest voltage for equipment. Only at the end of the process, when the selection of the standard withstand voltages takes place, does the principle of covering a particular service voltage stress by a standard withstand voltage apply. Also, at this final step, the guide refers to the correlation made in IEC 71-1 between the standard insulation levels and the highest voltage for equipment.

The annexes contain examples and detailed information which explain or support the concepts described in the main text, and the basic analytical techniques used.

1.2 *Normative references*

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 71. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this part of IEC 71 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

CEI 56: 1987, *Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension*

CEI 60-1: 1989, *Technique des essais à haute tension – Première partie: Définitions et prescriptions générales relatives aux essais*

CEI 71-1: 1993, *Coordination de l'isolement – Partie 1: Définitions, principes et règles*

CEI 99-1: 1991, *Parafoudres – Partie 1: Parafoudres à résistance variable avec éclateurs pour réseaux à courant alternatif*

CEI 99-4: 1991, *Parafoudres – Partie 4: Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour réseaux à courant alternatif*

CEI 99-5: 1996, *Parafoudres – Partie 5: Recommandations pour le choix et l'utilisation – Section 1: Généralités*

CEI 505: 1975, *Guide pour l'évaluation et l'identification des systèmes d'isolation du matériel électrique*

CEI 507: 1991, *Essais sous pollution artificielle des isolateurs pour haute tension destinés aux réseaux à courant alternatif*

CEI 721-2-3: 1987, *Classification des conditions d'environnement – Partie 2: Conditions d'environnement présentes dans la nature. Pression atmosphérique*

CEI 815: 1986, *Guide pour le choix des isolateurs sous pollution*

1.3 *Liste des symboles et définitions*

Pour les besoins de la présente partie de la CEI 71, les symboles suivants ainsi que leurs définitions s'appliquent. Après chaque symbole, on trouve l'unité qui est normalement utilisée. Les quantités sans dimension sont indiquées comme suit: (-).

Certaines quantités sont données en p.u. Une quantité «par unité» est le rapport entre la valeur réelle d'un paramètre électrique (tension, courant, fréquence, puissance, impédance, etc.) et une valeur de référence donnée du même paramètre.

A	(kV)	paramètre caractérisant l'influence de la sévérité de la foudre pour le matériel dépendant du type de ligne aérienne à laquelle il est raccordé.
a_1	(m)	longueur de la liaison reliant le parafoudre à la ligne.
a_2	(m)	longueur de la liaison reliant le parafoudre à la terre.
a_3	(m)	longueur du conducteur de phase entre le parafoudre et le matériel protégé.
a_4	(m)	longueur de la partie active du parafoudre.
B	(-)	facteur utilisé pour décrire la caractéristique d'amorçage entre phases.
C_e	(nF)	capacité des enroulements primaires d'un transformateur par rapport à la terre.
C_s	(nF)	capacité série des enroulements primaires d'un transformateur.
C_2	(nF)	capacité phase-terre de l'enroulement secondaire d'un transformateur.
C_{12}	(nF)	capacité entre les enroulements primaire et secondaire d'un transformateur.
C_{1in}	(nF)	capacité d'entrée équivalente des bornes des transformateurs triphasés.
C_{2in}	(nF)	capacité d'entrée équivalente des bornes des transformateurs triphasés.
C_{3in}	(nF)	capacité d'entrée équivalente des bornes des transformateurs triphasés.
c	(m/µs)	vitesse de la lumière.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

IEC 56: 1987, *High-voltage alternating-current circuit-breakers*

IEC 60-1: 1989, *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*

IEC 71-1: 1993, *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*

IEC 99-1: 1991, *Surge arresters – Part 1: Non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems*

IEC 99-4: 1991, *Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*

IEC 99-5: 1996, *Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations – Section 1: General*

IEC 505: 1975, *Guide for the evaluation and identification of insulation systems of electrical equipment*

IEC 507: 1991, *Artificial pollution test on high-voltage insulators to be used on a.c. systems*

IEC 721-2-3: 1987, *Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature – Air pressure*

IEC 815: 1986, *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions*

1.3 *List of symbols and definitions*

For the purpose of this part of IEC 71, the following symbols and definitions apply. The symbol is followed by the unit to be normally considered, dimensionless quantities being indicated by (-).

Some quantities are expressed in p.u. A per unit quantity is the ratio of the actual value of an electrical parameter (voltage, current, frequency, power, impedance, etc.) to a given reference value of the same parameter.

A	(kV)	parameter characterizing the influence of the lightning severity for the equipment depending on the type of overhead line connected to it.
a_1	(m)	length of the lead connecting the surge arrester to the line.
a_2	(m)	length of the lead connecting the surge arrester to earth.
a_3	(m)	length of the phase conductor between the surge arrester and the protected equipment.
a_4	(m)	length of the active part of the surge arrester.
B	(-)	factor used when describing the phase-to-phase discharge characteristic.
C_e	(nF)	capacitance to earth of transformer primary windings.
C_s	(nF)	series capacitance of transformer primary windings.
C_2	(nF)	phase-to-earth capacitance of the transformer secondary winding.
C_{12}	(nF)	capacitance between primary and secondary windings of transformers.
C_{1in}	(nF)	equivalent input capacitance of the terminals of three-phase transformers.
C_{2in}	(nF)	equivalent input capacitance of the terminals of three-phase transformers.
C_{3in}	(nF)	equivalent input capacitance of the terminals of three-phase transformers.
c	(m/µs)	velocity of light.

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

c_f	(p.u.)	facteur de couplage des tensions entre câble de garde et conducteur de phase d'une ligne aérienne.
E_0	(kV/m)	gradient d'ionisation du sol.
F		fonction de répartition des amplitudes des surtensions, où $F(U) = 1 – P(U)$. Voir annexe C.3.
f		fonction décrivant la densité de probabilité des amplitudes des surtensions.
g	(-)	taux de transmission capacitive des ondes de tension.
H	(m)	altitude au-dessus du niveau de la mer.
h	(-)	facteur de tension à fréquence industrielle pour les ondes transmises dans les transformateurs.
Ht	(m)	hauteur au-dessus du sol.
I	(kA)	amplitude du courant de foudre.
I_g	(kA)	valeur limite du courant de foudre dans le calcul de la prise de terre des pylônes.
J	(-)	facteur d'enroulement pour les ondes transmises par induction dans les transformateurs.
K	(-)	facteur d'intervalle prenant en compte l'influence de la configuration de l'intervalle sur la tenue.
K_a	(-)	facteur de correction atmosphérique. [3.28 de la CEI 71-1]
K_c	(-)	facteur de coordination. [3.25 de la CEI 71-1]
K_s	(-)	facteur de sécurité. [3.29 de la CEI 71-1]
K_{cd}	(-)	facteur de coordination déterministe.
K_{co}	(µs/(kVm))	constante d'atténuation par effet couronne.
K_{cs}	(-)	facteur de coordination statistique.
$K_f{}^+{}_f$	(-)	facteur d'intervalle pour les impulsions à front rapide de polarité positive.
$K_f{}^-{}_f$	(-)	facteur d'intervalle pour les impulsions à front rapide de polarité négative.
k	(-)	facteur de défaut à la terre. [3.15 de la CEI 71-1]
L	(m)	distance de séparation entre le parafoudre et le matériel protégé.
L_a	(m)	longueur de ligne aérienne correspondant à un taux de coupures égal au taux admissible (lié à R_a).
L_t	(m)	longueur de ligne aérienne pour laquelle le taux de coupures dues à la foudre est égal au taux de retour retenu (lié à R_t).
L_{sp}	(m)	longueur de portée.
M	(-)	nombre d'isolations en parallèle considérées être simultanément contraintes par une surtension.
m	(-)	exposant de la formule du facteur de correction atmosphérique de la tenue de l'isolation externe.
N	(-)	nombre d'écarts-types entre U_{50} et U_0 pour une isolation autorégénératrice.
n	(-)	nombre de lignes aériennes considérées être raccordées au poste pour l'évaluation de l'amplitude de l'onde incidente.
P	(%)	probabilité de décharge d'une isolation autorégénératrice.
P_w	(%)	probabilité de tenue d'une isolation autorégénératrice.
q	(-)	facteur de réponse des enroulements de transformateur pour la transmission inductive des ondes.
R	(-)	risque de défaillance (défaillances par événement).
R_a	(1/a)	taux de défaillance admissible d'un appareil. Pour les lignes de transport, ce paramètre est généralement exprimé en (1/*a*)/100 km.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

c_f	(p.u.)	coupling factor of voltages between earth wire and phase conductor of overhead lines.
E_0	(kV/m)	soil ionization gradient.
F		function describing the cumulative distribution of overvoltage amplitudes, where $F(U) = 1 – P(U)$. See annex C.3.
f		function describing the probability density of overvoltage amplitudes.
g	(-)	ratio of capacitively transferred surges.
H	(m)	altitude above sea-level.
h	(-)	power-frequency voltage factor for transferred surges in transformers.
Ht	(m)	height above ground.
I	(kA)	lightning current amplitude.
I_g	(kA)	limit lightning current in tower footing resistance calculation.
J	(-)	winding factor for inductively transferred surges in transformers.
K	(-)	gap factor taking into account the influence of the gap configuration on the strength.
K_a	(-)	atmospheric correction factor. [3.28 of IEC 71-1]
K_c	(-)	co-ordination factor. [3.25 of IEC 71-1]
K_s	(-)	safety factor. [3.29 of IEC 71-1]
K_{cd}	(-)	deterministic co-ordination factor.
K_{co}	(µs/(kVm))	corona damping constant.
K_{cs}	(-)	statistical co-ordination factor.
$K_{f}^{+}{}_{f}$	(-)	gap factor for fast-front impulses of positive polarity.
$K_{f}^{-}{}_{f}$	(-)	gap factor for fast-front impulses of negative polarity.
k	(-)	earth-fault factor. [3.15 of IEC 71-1]
L	(m)	separation distance between surge arrester and protected equipment.
L_a	(m)	overhead line length yielding to an outage rate equal to the acceptable one (related to R_a).
L_t	(m)	overhead line length for which the lightning outage rate is equal to the adopted return rate (related to R_t).
L_{sp}	(m)	span length.
M	(-)	number of insulations in parallel considered to be simultaneously stressed by an overvoltage.
m	(-)	exponent in the atmospheric correction factor formula for external insulation withstand.
N	(-)	number of conventional deviations between U_{50} and U_0 of a self-restoring insulation.
n	(-)	number of overhead lines considered connected to a station in the evaluation of the impinging surge amplitude.
P	(%)	probability of discharge of a self-restoring insulation.
P_w	(%)	probability of withstand of self-restoring insulation.
q	(-)	response factor of transformer windings for inductively transferred surges.
R	(-)	risk of failure (failures per event).
R_a	(1/a)	acceptable failure rate for apparatus. For transmission lines, this parameter is normally expressed in terms of (1/a)/100 km.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

R_{hc}	(Ω)	valeur à courant fort de la résistance de prise de terre d'un pylône.
R_{km}	(1/(m.a))	taux de coupures annuel d'une ligne aérienne d'une conception correspondant au premier kilomètre après le poste.
R_{lc}	(Ω)	valeur à courant faible de la résistance de prise de terre d'un pylône.
R_p	(1/a)	taux de défaut d'écran des lignes aériennes.
R_{sf}	(1/a)	taux d'amorçage par défaut d'écran des lignes aériennes.
R_t	(1/a)	taux de retour de surtension retenu (valeur de référence).
R_u	(kV)	rayon d'un cercle dans le plan d'axes U^+/U^- décrivant les surtensions à front lent entre phases et phase-terre.
R_0	(Ω)	résistance en mode homopolaire.
R_1	(Ω)	résistance en mode direct.
R_2	(Ω)	résistance en mode inverse.
S	(kV/µs)	raideur d'une onde de foudre arrivant sur un poste.
S_e	(kV)	écart type de la distribution des surtensions phase-terre.
S_p	(kV)	écart type de la distribution des surtensions entre phases.
S_{rp}	(kV/µs)	raideur représentative d'une onde de foudre incidente.
s_e	(-)	valeur réduite de l'écart type S_e (S_e divisée par U_{e50}).
s_p	(-)	valeur réduite de l'écart type S_p (S_p divisée par U_{p50}).
T	(µs)	temps de propagation d'une onde de foudre.
U	(kV)	amplitude d'une surtension (ou d'une tension).
U^+	(kV)	composante positive dans un essai d'isolement au choc de manoeuvre entre phases.
U^-	(kV)	composante négative dans un essai d'isolement au choc de manoeuvre entre phases.
U_0	(kV)	valeur de troncature de la fonction de probabilité d'amorçage $P(U)$ d'une isolation autorégénératrice: $P(U \leq U_0) = 0$.
U_0^+	(kV)	composante positive équivalente phase-terre utilisée pour représenter la surtension entre phases la plus contraignante.
U_{1e}	(kV)	surtension temporaire entre la terre et le neutre de l'enroulement primaire d'un transformateur.
U_{2e}	(kV)	surtension temporaire entre la terre et le neutre de l'enroulement secondaire d'un transformateur.
U_{2N}	(kV)	tension assignée de l'enroulement secondaire du transformateur.
U_{10}	(kV)	valeur de la tension d'amorçage 10 % d'une isolation autorégénératrice. Cette valeur est la tension de tenue statistique de l'isolation définie en 3.23b) de la CEI 71-1.
U_{16}	(kV)	valeur de la tension d'amorçage 16 % d'une isolation autorégénératrice.
U_{50}	(kV)	valeur de la tension d'amorçage 50 % d'une isolation autorégénératrice.
U_{50M}	(kV)	valeur de la tension d'amorçage 50 % de M isolations autorégénératrices en parallèle.
U_{50RP}	(kV)	valeur de la tension d'amorçage 50 % d'un intervalle pointe-plan.
U_c^+	(kV)	composante positive définissant le centre d'un cercle décrivant les surtensions à front lent entre phases et entre phase et terre.
U_c^-	(kV)	composante négative définissant le centre d'un cercle décrivant les surtensions à front lent entre phases et entre phase et terre.

--`,,`,,`-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

R_{hc} (Ω) high current value of the tower footing resistance.

R_{km} (1/(m.a)) overhead line outage rate per year for a design corresponding to the first kilometre in front of the station.

R_{lc} (Ω) low current value of the tower footing resistance.

R_p (1/a) shielding penetration rate of overhead lines.

R_{sf} (1/a) shielding failure flashover rate of overhead lines.

R_t (1/a) adopted overvoltage return rate (reference value).

R_u (kV) radius of a circle in the U^+/U^- plane describing the phase-phase-earth slow-front overvoltages.

R_0 (Ω) zero sequence resistance.

R_1 (Ω) positive sequence resistance.

R_2 (Ω) negative sequence resistance.

S (kV/µs) steepness of a lightning surge impinging on a substation.

S_e (kV) conventional deviation of phase-to-earth overvoltage distribution.

S_p (kV) conventional deviation of phase-to-phase overvoltage distribution.

S_{rp} (kV/µs) representative steepness of a lightning impinging surge.

s_e (-) normalized value of the conventional deviation S_e (S_e referred to U_{e50}).

s_p (-) normalized value of the conventional deviation S_p (S_p referred to U_{p50}).

T (µs) travel time of a lightning surge.

U (kV) amplitude of an overvoltage (or of a voltage).

U^+ (kV) positive switching impulse component in a phase-to-phase insulation test.

U^- (kV) negative switching impulse component in a phase-to-phase insulation test.

U_0 (kV) truncation value of the discharge probability function $P(U)$ of a self-restoring insulation: $P(U \leq U_0) = 0$.

U_0^+ (kV) equivalent positive phase-to-earth component used to represent the most critical phase-to-phase overvoltage.

U_{1e} (kV) temporary overvoltage to earth at the neutral of the primary winding of a transformer.

U_{2e} (kV) temporary overvoltage to earth at the neutral of the secondary winding of a transformer.

U_{2N} (kV) rated voltage of the secondary winding of a transformer.

U_{10} (kV) value of the 10 % discharge voltage of self-restoring insulation. This value is the statistical withstand voltage of the insulation defined in 3.23 b) of IEC 71-1.

U_{16} (kV) value of the 16 % discharge voltage of self-restoring insulation.

U_{50} (kV) value of the 50 % discharge voltage of self-restoring insulation.

U_{50M} (kV) value of the 50 % discharge voltage of M parallel self-restoring insulations.

U_{50RP} (kV) value of the 50 % discharge voltage of a rod-plane gap.

U_c^+ (kV) positive component defining the centre of a circle which describes the phase-phase-earth slow-front overvoltages.

U_c^- (kV) negative component defining the centre of a circle which describes the phase-phase-earth slow-front overvoltages.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

U_{cw}	(kV)	tension de tenue de coordination du matériel. [3.24 de la CEI 71-1]
U_e	(kV)	amplitude d'une surtension phase-terre.
U_{et}	(kV)	valeur de troncature de la fonction de répartition $F(U_e)$ des surtensions phase-terre: $F(U_e \geq U_{et}) = 0$; voir annexe C.3.
U_{e2}	(kV)	valeur de la surtension phase-terre ayant une probabilité de 2 % d'être dépassée: $F(U_e \geq U_{e2}) = 0{,}02$; voir annexe C.3.
U_{e50}	(kV)	valeur à 50 % de la fonction de répartition $F(U_e)$ des surtensions phase-terre; voir annexe C.3.
U_I	(kV)	amplitude de l'onde de surtension de foudre incidente.
U_m	(kV)	tension la plus élevée pour le matériel. [3.10 de la CEI 71-1]
U_p	(kV)	amplitude d'une surtension entre phases.
U_{p2}	(kV)	valeur de la surtension entre phases ayant une probabilité de 2 % d'être dépassée: $F(U_p \geq U_{p2}) = 0{,}02$; voir annexe C.3.
U_{p50}	(kV)	valeur à 50 % de la fonction de répartition F(U_p) des surtensions entre phases; voir annexe C.3.
U_s	(kV)	tension la plus élevée d'un réseau. [3.9 de la CEI 71-1]
U_w	(kV)	tension de tenue normalisée.
U_{pl}	(kV)	niveau de protection en choc de foudre d'un parafoudre. [3.21 de la CEI 71-1]
U_{ps}	(kV)	niveau de protection en choc de manoeuvre d'un parafoudre. [3.21 de la CEI 71-1]
U_{pt}	(kV)	valeur de troncature de la fonction de répartition $F(U_p)$ des surtensions phase-phase: $F(U_p \geq U_{pt}) = 0$; voir annexe C.3.
U_{rp}	(kV)	amplitude de la surtension représentative. [3.19 de la CEI 71-1]
U_{rw}	(kV)	tension de tenue assignée. [3.27 de la CEI 71-1]
U_{T1}	(kV)	surtension appliquée à l'enroulement primaire d'un transformateur produisant (par transmission) une surtension sur l'enroulement secondaire.
U_{T2}	(kV)	surtension sur l'enroulement secondaire d'un transformateur produite (par transmission) par une surtension appliquée à l'enroulement primaire.
u	(p.u.)	amplitude d'une surtension (ou d'une tension) par unité, par rapport à $U_s \sqrt{2}/\sqrt{3}$.
w	(-)	rapport de transformation d'un transformateur: tension entre phases du secondaire divisée par la tension entre phases du primaire.
X	(m)	distance entre le point d'impact de la foudre et le poste.
X_p	(km)	distance limite sur une ligne aérienne sur laquelle les événements de foudre sont à prendre en compte.
X_T	(km)	longueur de la ligne à utiliser dans les calculs simplifiés de surtension de foudre.
X_0	(Ω)	réactance en mode homopolaire d'un réseau.
X_1	(Ω)	réactance en mode direct d'un réseau.
X_2	(Ω)	réactance en mode inverse d'un réseau.
x	(-)	variable réduite d'une fonction de répartition $P(U)$ d'une isolation autorégénératrice.
x_M	(-)	variable réduite d'une fonction de répartition $P(U)$ de M isolations autorégénératrices en parallèle.
Z	(kV)	écart-type de la fonction de répartition de la probabilité d'amorçage $P(U)$ d'une isolation autorégénératrice.
Z_0	(Ω)	impédance en mode homopolaire.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

U_{cw}	(kV)	co-ordination withstand voltage of equipment. [3.24 of IEC 71-1]
U_e	(kV)	amplitude of a phase-to-earth overvoltage.
U_{et}	(kV)	truncation value of the cumulative distribution $F(U_e)$ of the phase-to-earth overvoltages: $F(U_e \geq U_{et}) = 0$; see annex C.3.
U_{e2}	(kV)	value of the phase-to-earth overvoltage having a 2 % probability of being exceeded: $F(U_e \geq U_{e2}) = 0{,}02$; see annex C.3.
U_{e50}	(kV)	50 % value of the cumulative distribution $F(U_e)$ of the phase-to-earth overvoltages; see annex C.3.
U_l	(kV)	amplitude of the impinging lightning overvoltage surge.
U_m	(kV)	highest voltage for equipment. [3.10 of IEC 71-1]
U_p	(kV)	amplitude of a phase-to-phase overvoltage.
U_{p2}	(kV)	value of the phase-to-phase overvoltage having a 2 % probability of being exceeded: $F(U_p \geq U_{p2}) = 0{,}02$; see annex C.3.
U_{p50}	(kV)	50 % value of the cumulative distribution $F(U_p)$ of the phase-to-phase overvoltages; see annex C.3.
U_s	(kV)	highest voltage of a system. [3.9 of IEC 71-1]
U_w	(kV)	standard withstand voltage.
U_{pl}	(kV)	lightning impulse protective level of a surge arrester. [3.21 of IEC 71-1]
U_{ps}	(kV)	switching impulse protective level of a surge arrester. [3.21 of IEC 71-1]
U_{pt}	(kV)	truncation value of the cumulative distribution $F(U_p)$ of the phase-to-phase overvoltages: $F(U_p \geq U_{pt}) = 0$; see annex C.3.
U_{rp}	(kV)	amplitude of the representative overvoltage. [3.19 of IEC 71-1]
U_{rw}	(kV)	required withstand voltage. [3.27 of IEC 71-1]
U_{T1}	(kV)	overvoltage applied at the primary winding of a transformer which produces (by transference) an overvoltage on the secondary winding.
U_{T2}	(kV)	overvoltage at the secondary winding of a transformer produced (by transference) by an overvoltage applied on the primary winding.
u	(p.u.)	per unit value of the amplitude of an overvoltage (or of a voltage) referred to $U_s \sqrt{2}/\sqrt{3}$.
w	(-)	ratio of transformer secondary to primary phase-to-phase voltage.
X	(m)	distance between struck point of lightning and substation.
X_p	(km)	limit overhead line distance within which lightning events have to be considered.
X_T	(km)	overhead line length to be used in simplified lightning overvoltage calculations.
X_0	(Ω)	zero sequence reactance of a system.
X_1	(Ω)	positive sequence reactance of a system.
X_2	(Ω)	negative sequence reactance of a system.
x	(-)	normalized variable in a discharge probability function $P(U)$ of a self-restoring insulation.
x_M	(-)	normalized variable in a discharge probability function $P(U)$ of M parallel self-restoring insulations.
Z	(kV)	conventional deviation of the discharge probability function $P(U)$ of a self-restoring insulation.
Z_0	(Ω)	zero sequence impedance.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Z_1	(Ω)	impédance en mode direct.
Z_2	(Ω)	impédance en mode inverse.
Z_e	(Ω)	impédance d'onde du câble de garde d'une ligne aérienne.
Z_l	(Ω)	impédance d'onde d'une ligne aérienne.
Z_M	(kV)	écart-type de la fonction de répartition de la probabilité d'amorçage $P(U)$ de M isolations autorégénératrices en parallèle.
Z_s	(Ω)	impédance d'onde du conducteur de phase d'un poste.
z	(-)	valeur normée par rapport à U_{50} de l'écart type Z.
α	(-)	rapport entre la composante négative d'une onde de manoeuvre et la somme des deux composantes (positive + négative) d'une surtension entre phases.
β	(kV)	paramètre d'échelle d'une fonction cumulative de Weibull.
δ	(kV)	valeur de troncature d'une fonction cumulative de Weibull.
Φ		fonction intégrale de Gauss.
ϕ	(-)	angle d'inclinaison de la caractéristique d'un isolement entre phases.
γ	(-)	paramètre de forme d'une fonction cumulative de Weibull-3.
σ	(p.u.)	valeur par unité de l'écart type (S_e ou S_p) d'une distribution de surtensions.
ρ	(Ωm)	résistivité du sol.
τ	(μs)	constante de temps de queue d'une surtension de foudre due aux amorçages en retour sur les lignes aériennes.

2 Contraintes de tension représentatives en service

2.1 *Origine et classification des contraintes de tension*

La CEI 71-1 classe les contraintes de tension en fonction de paramètres appropriés, tels que la durée de la tension à la fréquence industrielle ou la forme d'une surtension, en fonction de leur effet sur l'isolation ou sur le dispositif de protection. A l'intérieur de ce classement, les contraintes de tension peuvent avoir plusieurs origines:

– les tensions permanentes (à la fréquence industrielle): elles trouvent leur origine dans l'exploitation des réseaux en conditions normales;

– les surtensions temporaires: elles peuvent être dues à des défauts, des manœuvres telles qu'une perte de charge, des conditions de résonance, des non-linéarités (ferrorésonances) ou à une combinaison de ces causes;

– les surtensions à front lent: elles peuvent être dues à des défauts, des manœuvres ou des coups de foudre directs sur les conducteurs de lignes aériennes;

– les surtensions à front rapide: elles peuvent être dues à des manœuvres, des coups de foudre ou des défauts;

– les surtensions à front très rapide: elles peuvent être dues à des défauts ou des manœuvres dans des postes sous enveloppe métallique (PSEM);

– les surtensions combinées: elles peuvent être dues à toutes les causes mentionnées ci-dessus. Elles se produisent entre les phases d'un réseau (surtension entre phases), ou sur la même phase, entre deux parties séparées d'un réseau (surtension longitudinale).

Toutes les contraintes de tension précédentes, excepté les surtensions combinées, sont détaillées séparément en 2.3. Les surtensions combinées sont présentées à l'endroit approprié, dans un ou plusieurs de ces alinéas.

--`,,`,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Z_1	(Ω)	positive sequence impedance.
Z_2	(Ω)	negative sequence impedance.
Z_e	(Ω)	surge impedance of the overhead line earth wire.
Z_l	(Ω)	surge impedance of the overhead line.
Z_M	(kV)	conventional deviation of the discharge probability function $P(U)$ of M parallel self-restoring insulations.
Z_s	(Ω)	surge impedance of the substation phase conductor.
z	(-)	normalized value of the conventional deviation Z referred to U_{50}.
α	(-)	ratio of the negative switching impulse component to the sum of both components (negative + positive) of a phase-to-phase overvoltage.
β	(kV)	scale parameter of a Weibull cumulative function.
δ	(kV)	truncation value of a Weibull cumulative function.
Φ		Gaussian integral function.
ϕ	(-)	inclination angle of a phase-to-phase insulation characteristic.
γ	(-)	shape parameter of a Weibull-3 cumulative function.
σ	(p.u.)	per unit value of the conventional deviation (S_e or S_p) of an overvoltage distribution.
ρ	(Ωm)	soil resistivity.
τ	(μs)	tail time constant of a lightning overvoltage due to back-flashovers on overhead lines.

2 Representative voltage stresses in service

2.1 *Origin and classification of voltage stresses*

In IEC 71-1 the voltage stresses are classified by suitable parameters such as the duration of the power-frequency voltage or the shape of an overvoltage according to their effect on the insulation or on the protective device. The voltage stresses within these classes have several origins:

– continuous (power-frequency) voltages: originate from the system operation under normal operating conditions;

– temporary overvoltages: they can originate from faults, switching operations such as load rejection, resonance conditions, non-linearities (ferroresonances) or by a combination of these;

– slow-front overvoltages: they can originate from faults, switching operations or direct lightning strokes to the conductors of overhead lines;

– fast-front overvoltages: they can originate from switching operations, lightning strokes or faults;

– very-fast-front overvoltages: they can originate from faults or switching operations in gas-insulated substations (GIS);

– combined overvoltages: they may have any origin mentioned above. They occur between the phases of a system (phase-to-phase), or on the same phase between separated parts of a system (longitudinal).

All the preceding overvoltage stresses except combined overvoltages are discussed as separate items under 2.3. Combined overvoltages are discussed where appropriate within one or more of these items.

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour chaque type de contrainte de tension, la transmission à travers les transformateurs doit être prise en compte (voir annexe E).

En règle générale, toutes les classes de surtension peuvent se rencontrer dans les deux gammes de tension I et II. Cependant, l'expérience a montré que certains types de tension ont plus d'importance dans une gamme de tension donnée; ce point sera exposé dans ce guide. Dans tous les cas, il faut noter que ce sont les études détaillées, basées sur des modèles adéquats pour représenter le réseau et les caractéristiques des dispositifs de limitation des surtensions, qui permettent d'obtenir la connaissance des contraintes la meilleure (valeurs de crête et formes).

2.2 *Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surtensions*

2.2.1 *Remarques générales*

On considère deux catégories de dispositifs de protection normalisés:

– les parafoudres à résistance non linéaire avec éclateurs en série;
– les parafoudres à oxyde métallique sans éclateur.

En outre, les éclateurs sont considérés comme un autre dispositif de limitation des surtensions, bien qu'aucune norme CEI ne leur soit consacrée. Au cas où d'autres types de dispositifs de protection seraient utilisés, les paramètres de protection doivent être indiqués par le fabricant ou déterminés au moyen d'essais. Le choix entre plusieurs types de dispositifs, fournissant des degrés de protection différents, dépend de divers facteurs: importance du matériel à protéger, conséquences d'une interruption de service, etc. Les caractéristiques de ces dispositifs seront envisagées ci-après du point de vue de la coordination de l'isolement et leurs effets seront étudiés dans les articles traitant des différentes classes de surtension.

Les dispositifs de protection doivent être conçus et installés de façon à limiter l'amplitude des surtensions sur le matériel qu'ils protègent, en vérifiant que pendant son fonctionnement, la tension aux bornes de l'ensemble dispositif de protection-conducteurs de connexion ne dépasse pas une valeur admissible. Point essentiel, la tension produite entre les bornes d'un parafoudre à tout moment avant ou pendant son fonctionnement doit être prise en compte dans la détermination des caractéristiques de protection.

2.2.2 *Parafoudres à résistance non linéaire avec éclateurs en série*

La CEI 99-1 indique les caractéristiques relatives aux parafoudres comprenant une résistance non linéaire en carbure de silicium avec éclateurs en série. Cependant, lorsque le parafoudre est constitué d'une résistance non linéaire à oxyde métallique avec éclateurs en série, les caractéristiques peuvent s'écarter de celles indiquées dans la CEI 99-1. Le choix des parafoudres est traité dans la CEI 99-5.

2.2.2.1 *Caractéristiques de protection relatives aux surtensions à front rapide*

Les caractéristiques de la protection fournie par un parafoudre sont décrites au moyen des tensions suivantes (voir tableau 8 de la CEI 99-1):

– la tension d'amorçage pour un choc de foudre plein normalisé;
– la tension résiduelle au courant de décharge nominal retenu;
– la tension d'amorçage sur le front d'onde.

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

In all classifications of voltage stresses, transference through transformers should be taken into account (see annex E).

In general, all classes of overvoltages may exist in both voltage ranges I and II. However, experience has shown that certain voltage classifications are of more critical importance in a particular voltage range; this will be dealt with in this guide. In any case, it should be noted that the best knowledge of the stresses (peak values and shapes) is obtained with detailed studies employing adequate models for the system and for the characteristics of the overvoltage limiting devices.

2.2 *Characteristics of overvoltage protective devices*

2.2.1 *General remarks*

Two types of standardized protective devices are considered:

– non-linear resistor-type surge arresters with series gaps;
– metal-oxide surge arresters without gaps.

In addition, spark gaps are taken into account as an alternative overvoltage limiting device, although standards are not available within IEC. When other types of protective devices are used, their protection performance shall be given by the manufacturer or established by tests. The choice among protective devices, which do not provide the same degree of protection, depends on various factors, e.g. the importance of the equipment to be protected, the consequence of an interruption of service, etc. Their characteristics will be considered from the point of view of insulation co-ordination and their effects will be discussed under the clauses dealing with the various overvoltage classes.

The protective devices shall be designed and installed to limit the magnitudes of overvoltages against which they protect equipment so that the voltage at the protective device and the connecting leads during its operation do not exceed an acceptable value. A primary point is that the voltage produced across the terminals of the arrester at any moment prior to and during its operation must be considered in the determination of the protection characteristics.

2.2.2 *Non-linear resistor-type surge arresters with series gaps*

Where the surge arrester comprises a silicon carbide non-linear resistor with series gap, the characteristics are given in IEC 99-1. However, where the arrester consists of a metal-oxide non-linear resistor with series gap, the characteristics may differ from those given in IEC 99-1. The selection of arresters will be dealt with in IEC 99-5.

2.2.2.1 *Protection characteristics related to fast-front overvoltages*

The protection characteristics of a surge arrester are described by the following voltages (see table 8 of IEC 99-1):

– the sparkover voltage for a standard full lightning impulse;
– the residual voltage at the selected nominal discharge current;
– the front-of-wave sparkover voltage.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Le niveau de protection contre les chocs de foudre correspond à la plus élevée des valeurs suivantes:

– la tension maximale d'amorçage au choc 1,2/50 µs;
– la tension résiduelle maximale au courant de décharge nominal retenu.

Cette évaluation du niveau de protection constitue une approximation globalement acceptable. La CEI 99-1 contient de plus amples informations sur la protection sur front d'onde par un parafoudre.

NOTE – Il était de tradition d'inclure la tension d'amorçage au choc sur front d'onde divisée par 1,15 dans la détermination du niveau de protection contre les chocs de foudre. Comme ce facteur de 1,15 ne se justifie techniquement que pour les isolations huile-papier ou par bain d'huile comme les transformateurs, son application à d'autres types de matériels pourrait se traduire par une réduction de la marge dans la conception de l'isolation. Cette possibilité a donc été omise pour la détermination du niveau de protection au choc de foudre.

2.2.2.2 *Caractéristiques de la protection relatives aux surtensions à front lent*

La protection fournie par un parafoudre est caractérisée par les tensions d'amorçage correspondant aux formes des chocs de manœuvre définies en 8.3.5 de la CEI 99-1.

Le niveau de protection d'un parafoudre contre les chocs de manœuvre correspond à la tension d'amorçage maximale pour ces formes de choc.

Si le parafoudre comprend des éclateurs, c'est le niveau de tension aux bornes de l'ensemble du parafoudre, lorsque celui-ci écoule des chocs de manœuvre, qui sera demandé au fabricant, car cette valeur peut être supérieure à celle de la tension d'amorçage.

2.2.3 *Parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs*

La définition de ces parafoudres et leurs caractéristiques sont données par la CEI 99-4.

2.2.3.1 *Caractéristiques de la protection relatives aux surtensions à front rapide*

La protection d'un parafoudre à oxyde métallique est caractérisée par les tensions suivantes:

– la tension résiduelle au courant de décharge nominal retenu;
– la tension résiduelle au choc de courant à front raide.

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, on admet que le niveau de protection pour les chocs de foudre correspond à la tension résiduelle maximale au courant de décharge nominal retenu.

2.2.3.2 *Caractéristiques de la protection relatives aux surtensions à front lent*

Le niveau de protection est caractérisé par la tension résiduelle aux courants de choc de manœuvre spécifiés.

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, on admet que le niveau de protection contre les chocs de manœuvre est égal à la tension résiduelle maximale aux courants de choc de manœuvre spécifiés.

L'évaluation des niveaux de protection donne une valeur approximative globalement acceptable. Pour une définition plus précise des performances de protection des parafoudres à oxyde métallique, il convient de se reporter à la CEI 99-4.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The lightning impulse protective level is taken as the highest of the following values:

– maximum sparkover voltage with 1,2/50 µs impulse;
– maximum residual voltage at the selected nominal discharge current.

This evaluation of the protective level gives a value representing a generally acceptable approximation. For more information on wave-front protection by surge arresters, reference should be made to IEC 99-1.

NOTE – Traditionally, the front-of-wave sparkover voltage divided by 1,15 was included in the determination of the lightning impulse protective level. As the factor of 1,15 is technically justified only for oil-paper insulation or oil-immersed insulation like transformers, its application to other type of equipment may result in reduced insulation margin design. Therefore, this alternative has been omitted in the determination of the lightning impulse protective level.

2.2.2.2 *Protection characteristics related to slow-front overvoltages*

The protection of a surge arrester is characterized by the sparkover voltages for the switching impulse shapes specified in 8.3.5 of IEC 99-1.

The switching impulse protective level of a surge arrester is the maximum sparkover voltage for these impulse shapes.

If the arrester contains active gaps the total surge arrester voltage exhibited by the surge arrester when discharging switching surges shall be requested from the manufacturer, because it may be higher than the sparkover voltage.

2.2.3 *Metal oxide surge arresters without gaps*

The definition of such surge arresters and their characteristics are given in IEC 99-4.

2.2.3.1 *Protection characteristics related to fast-front overvoltages*

The protection of a metal-oxide surge arrester is characterized by the following voltages:

– the residual voltage at the selected nominal discharge current;
– the residual voltage at steep current impulse.

The lightning impulse protective level is taken for insulation co-ordination purposes as the maximum residual voltage at the selected nominal discharge current.

2.2.3.2 *Protection characteristics related to slow-front overvoltages*

The protection is characterized by the residual voltage at the specified switching impulse currents.

The switching impulse protective level is taken for insulation co-ordination purposes as the maximum residual voltage at the specified switching impulse currents.

The evaluation of protective levels gives a value representing a generally acceptable approximation. For a better definition of the protection performance of metal-oxide arresters, reference should be made to IEC 99-4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.2.4 *Eclateurs*

L'éclateur est un dispositif de protection contre les chocs qui consiste en un intervalle d'air entre les bornes du matériel protégé. Bien que les éclateurs ne soient généralement pas utilisés sur les réseaux dont la tension U_m est supérieure ou égale à 123 kV, ils se sont révélés en pratique satisfaisants sur des réseaux de tension d'exploitation allant jusqu'à 420 kV dans certains pays où l'activité orageuse est modérée. Le réglage des électrodes des éclateurs résulte souvent d'un compromis entre les impératifs de la protection et les conséquences de leur amorçage.

La protection contre les surtensions est caractérisée par la caractéristique tension-temps de l'éclateur pour les différentes formes de tension, la dispersion de la tension d'amorçage et sa dépendance vis-à-vis de la polarité. Etant donné qu'il n'existe aucune norme, ces caractéristiques doivent être demandées au fabricant ou établies par l'exploitant sur la base de ses propres spécifications.

NOTE – Le front raide de tension à la coupure et ses conséquences éventuelles sur l'isolation des enroulements devront être pris en compte en tant que caractéristiques de surtension.

2.3 *Tensions et surtensions représentatives*

2.3.1 *Tensions permanentes (à la fréquence industrielle)*

En conditions d'exploitation normales, on peut s'attendre à ce que la tension à la fréquence industrielle varie dans le temps et soit différente d'un point à l'autre du réseau. Cependant, pour les besoins de la conception et de la coordination de l'isolement, la tension permanente à fréquence industrielle représentative doit être considérée comme constante et égale à la tension la plus élevée du réseau. En pratique, jusqu'à 72,5 kV, la tension la plus élevée du réseau U_s peut être nettement inférieure à la tension la plus élevée pour le matériel U_m, alors que pour des niveaux de tension supérieurs ces tensions tendent à être égales.

2.3.2 *Surtensions temporaires*

Les surtensions temporaires se caractérisent par leur amplitude, leur forme et leur durée. Tous ces paramètres dépendent de l'origine des surtensions et leurs amplitudes et leurs formes peuvent varier pendant la durée même de la surtension.

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, on admet que la forme de la surtension temporaire représentative est celle de la tension normalisée de courte durée à fréquence industrielle. Son amplitude peut être définie par une valeur (le maximum présumé), un ensemble de valeurs de crête ou une distribution statistique complète de valeurs de crête. L'amplitude retenue pour la surtension temporaire représentative doit prendre en compte

– l'amplitude et la durée de la surtension réelle en service;

– la caractéristique amplitude/durée de la tenue à la fréquence industrielle de l'isolation considérée.

Si cette dernière caractéristique n'est pas connue, à titre de simplification on peut retenir une amplitude égale à l'amplitude maximale ayant en service une durée réelle inférieure à 1 min, et pour la durée, une durée égale à 1 min.

Dans certains cas particuliers, une procédure de coordination statistique peut être utilisée, décrivant la surtension représentative par une distribution de probabilité amplitude/durée des surtensions temporaires prévisibles en service (voir 3.3.1).

2.3.2.1 *Défauts à la terre*

Un défaut entre une phase et la terre peut entraîner des surtensions phase-terre sur les deux autres phases. Il ne se produit normalement pas de surtension temporaire entre phases ni sur une isolation longitudinale. La forme de la surtension est celle d'une tension à fréquence industrielle.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.2.4 *Spark gaps*

The spark gap is a surge protective device which consists of an open air gap between the terminals of the protected equipment. Although spark gaps are usually not applied in systems with U_m equal to or higher than 123 kV, they have proved satisfactory in practice in some countries with moderate lightning activity on systems operating at voltages up to 420 kV. The adjustment of the gap settings is often a compromise between absolute protection and consequences of spark gap operation.

The protection against overvoltages is characterized by the voltage-time characteristic of the gap for the various voltage shapes, the sparkover voltage dispersion and its polarity dependence. As no standard exists, these characteristics shall be requested from the manufacturer or established by the user on the basis of his own specifications.

NOTE – The fast voltage collapse and possible consequences on the insulation of windings have to be taken into account as an overvoltage characteristic.

2.3 *Representative voltages and overvoltages*

2.3.1 *Continuous (power-frequency) voltages*

Under normal operating conditions, the power-frequency voltage can be expected to vary somewhat in magnitude and to differ from one point of the system to another. For purposes of insulation design and co-ordination, the representative continuous power-frequency voltage shall, however, be considered as constant and equal to the highest system voltage. In practice, up to 72,5 kV, the highest system voltage U_s may be substantially lower than the highest voltage for equipment U_m, while, with the increase of the voltage, both values tend to become equal.

2.3.2 *Temporary overvoltages*

Temporary overvoltages are characterized by their amplitudes, their voltage shape and their duration. All parameters depend on the origin of the overvoltages, and amplitudes and shapes may even vary during the overvoltage duration.

For insulation co-ordination purposes, the representative temporary overvoltage is considered to have the shape of the standard short duration (1 min) power-frequency voltage. Its amplitude may be defined by one value (the assumed maximum), a set of peak values, or a complete statistical distribution of peak values. The selected amplitude of the representative temporary overvoltage shall take into account:

– the amplitude and duration of the actual overvoltage in service;

– the amplitude/duration power frequency withstand characteristic of the insulation considered.

If the latter characteristic is not known, as a simplification the amplitude may be taken as equal to the actual maximum overvoltage having an actual duration of less than 1 min in service, and the duration may be taken as 1 min.

In particular cases, a statistical co-ordination procedure may be adopted describing the representative overvoltage by an amplitude/duration distribution frequency of the temporary overvoltages expected in service (see 3.3.1).

2.3.2.1 *Earth faults*

A phase-to-earth fault may result in phase-to-earth overvoltages affecting the two other phases. Temporary overvoltages between phases or across longitudinal insulation normally do not arise. The overvoltage shape is a power-frequency voltage.

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Les amplitudes de ces surtensions dépendent du régime du neutre du réseau et de l'emplacement du défaut. L'annexe B donne des conseils pour leur détermination. Sur les configurations normales de réseaux, on suppose que l'amplitude représentative de la surtension est égale à sa valeur maximale. Les configurations de réseau anormales, par exemple des parties de réseau où le neutre n'est pas relié à la terre dans un réseau à neutre normalement relié à la terre, seront envisagées séparément, en tenant compte de la probabilité d'occurrence de telles configurations simultanément avec des défauts à la terre.

La durée de la surtension est égale à la durée du défaut (jusqu'à son élimination). Sur les réseaux avec neutre à la terre, cette durée est généralement inférieure à 1 s. Sur les réseaux à neutre mis à la terre par bobine de compensation avec élimination de défaut, elle est généralement inférieure à 10 s. Sur les réseaux exploités à défaut maintenu, cette durée peut atteindre plusieurs heures. Dans de tels cas, il peut être nécessaire de définir la tension permanente à fréquence industrielle comme étant la valeur de la surtension temporaire pendant un défaut à la terre.

NOTE – On attire l'attention sur le fait que la tension la plus élevée à la fréquence industrielle susceptible d'apparaître sur une phase saine pendant un défaut à la terre ne dépend pas seulement du facteur de défaut à la terre, mais aussi de la valeur de la tension d'exploitation au moment du défaut que l'on peut généralement prendre égale à la tension la plus élevée du réseau U_s.

2.3.2.2 *Perte de charge*

Les surtensions temporaires phase-terre ou longitudinales dues à une perte de charge dépendent de la charge déconnectée, de la configuration du réseau après la déconnexion et des caractéristiques des sources d'énergie (puissance de court-circuit au niveau du poste, régulation de vitesse et de tension des alternateurs, etc.).

Les élévations des trois tensions phase-terre sont identiques, et en conséquence, les mêmes surtensions relatives se manifestent entre phase et terre et entre phases. Ces élévations de la tension peuvent être spécialement importantes en cas de perte de charge à l'extrémité d'une longue ligne (effet Ferranti) et elles affectent principalement le matériel de poste relié au côté source du disjoncteur ouvert.

Les surtensions temporaires longitudinales dépendent du degré de discordance de phase après la séparation des réseaux, le pire cas étant l'opposition de phases.

NOTE – Du point de vue des surtensions, il convient de distinguer différentes configurations de réseau. A titre d'exemple, on peut envisager les deux cas extrêmes suivants:

– les réseaux comprenant des lignes relativement courtes avec des puissances de court-circuit relativement élevées aux postes d'extrémité, où se produisent de faibles surtensions;

– les réseaux comprenant des lignes longues avec de faibles puissances de court-circuit au niveau du site de production, ce qui est courant sur un réseau à très haute tension à son état initial, et sur lesquels des surtensions très élevées peuvent se produire en cas de perte brutale d'une charge importante.

Lors de l'analyse des surtensions temporaires, il est recommandé de prendre en considération les points suivants (avec la tension de référence de 1,0 p.u. égale à $\sqrt{2}\,U_s/\sqrt{3}$):

– en cas de perte d'une pleine charge sur des réseaux d'ampleur moyenne, la surtension temporaire phase-terre est généralement inférieure à 1,2 p.u. Sa durée dépend du fonctionnement du matériel de contrôle de la tension et peut atteindre plusieurs minutes;

– sur les grands réseaux, en cas de perte de pleine charge, les surtensions phase-terre peuvent atteindre 1,5 p.u., voire davantage lorsque se produisent des effets Ferranti ou des phénomènes de résonance. Leur durée peut être de l'ordre de quelques secondes;

– s'il n'y a ni moteur ni générateur sur la partie déconnectée, la surtension longitudinale est normalement égale à la surtension phase-terre. Sur les réseaux comportant des moteurs ou des générateurs sur la partie déconnectée, une séparation de réseaux peut entraîner une surtension temporaire longitudinale composée de surtensions phase-terre en opposition de phase dont l'amplitude maximale est normalement inférieure à 2,5 p.u. (on peut observer des valeurs plus importantes dans des cas exceptionnels tels que les très grands réseaux à haute tension).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The overvoltage amplitudes depend on the system neutral earthing and the fault location. Guidance for their determination is given in annex B. In normal system configurations, the representative overvoltage amplitude should be assumed equal to its maximum value. Abnormal system configurations, e.g. system parts with unearthed neutrals in a normally earthed neutral system, should be dealt with separately, taking into account their probability of occurrence simultaneously with earth faults.

The duration of the overvoltage corresponds to the duration of the fault (until fault clearing). In earthed neutral systems it is generally less than 1 s. In resonant earthed neutral systems with fault clearing it is generally less than 10 s. In systems without earth-fault clearing the duration may be several hours. In such cases, it may be necessary to define the continuous power-frequency voltage as the value of temporary overvoltage during earth fault.

NOTE – Attention is drawn to the fact that the highest voltage at power-frequency which may appear on a sound phase during the occurrence of an earth fault depends not only on the earth-fault factor but also on the value of the operating voltage at the time of the fault which can be generally taken as the highest system voltage U_s.

2.3.2.2 *Load rejection*

Phase-to-earth and longitudinal temporary overvoltages due to load rejection depend on the rejected load, on the system layout after disconnection and on the characteristics of the sources (short-circuit power at the station, speed and voltage regulation of the generators, etc.).

The three phase-to-earth voltage rises are identical and, therefore, the same relative overvoltages occur phase-to-earth and phase-to-phase. These rises may be especially important in the case of load rejection at the remote end of a long line (Ferranti effect) and they mainly affect the apparatus at the station connected on the source side of the remote open circuit-breaker.

The longitudinal temporary overvoltages depend on the degree of phase angle difference after network separation, the worst possible situation being a phase opposition.

NOTE – From the point of view of overvoltages, a distinction should be made between various types of system layouts. As examples, the following extreme cases may be considered:

– systems with relatively short lines and high values of the short-circuit power at the terminal stations, where low overvoltages occur;

– systems with long lines and low values of the short-circuit power at the generating site, which are usual in the extra-high voltage range at their initial stage, and on which very high overvoltages may arise if a large load is suddenly disconnected.

In analysing temporary overvoltages, it is recommended that consideration be given to the following (where the 1,0 p.u. reference voltage equals: $\sqrt{2}\,U_s/\sqrt{3}$):

– in moderately extended systems, a full load rejection can give rise to phase-to-earth overvoltages with amplitude usually below 1,2 p.u. The overvoltage duration depends on the operation of voltage-control equipment and may be up to several minutes;

– in extended systems, after a full load rejection, the phase-to-earth overvoltages may reach 1,5 p.u. or even more when Ferranti or resonance effects occur. Their duration may be in the order of some seconds;

– if only static loads are on the rejected side, the longitudinal temporary overvoltage is normally equal to the phase-to-earth overvoltage. In systems with motors or generators on the rejected side, a network separation can give rise to a longitudinal temporary overvoltage composed of two phase-to-earth overvoltage components in phase opposition, whose maximum amplitude is normally below 2,5 p.u. (greater values can be observed for exceptional cases such as very extended high-voltage systems).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.3.2.3 *Résonance et ferrorésonance*

Les surtensions temporaires dues aux résonances et ferrorésonances se produisent généralement soit lorsque sont mis sous tension des réseaux comportant d'importants éléments capacitifs (lignes, câbles, lignes compensées en série) et inductifs (transformateurs, bobines d'inductance shunt) présentant des caractéristiques d'aimantation non linéaires, soit à la suite de pertes de charge.

Les surtensions temporaires dues à des phénomènes de résonance peuvent atteindre des valeurs extrêmement élevées. Elles doivent être évitées ou limitées par des mesures précisées en 2.3.2.6. En conséquence, elles ne doivent normalement pas être considérées comme servant de base au choix de la tension spécifiée d'un parafoudre, ou à la conception d'isolations sauf si ces moyens ne sont pas suffisants (voir 2.3.2.7).

2.3.2.4 *Surtensions longitudinales pendant une opération de synchronisation*

Les surtensions temporaires longitudinales représentatives sont déduites de la surtension prévisible en exploitation dont l'amplitude est égale au double de la tension de service phase-terre et qui peut durer de plusieurs secondes à quelques minutes.

En outre, lorsque les opérations de synchronisation sont fréquentes, la probabilité d'un défaut à la terre et de la surtension qu'il entraîne doit être prise en considération. Dans ces conditions, les amplitudes des surtensions représentatives sont la somme du maximum présumé de la surtension due au défaut à la terre sur une borne et de la tension permanente d'exploitation en opposition de phase sur l'autre borne.

2.3.2.5 *Combinaisons de plusieurs causes de surtensions temporaires*

Avant de combiner des surtensions temporaires d'origines différentes, on doit examiner soigneusement leur probabilité d'apparition simultanée. Ces combinaisons peuvent se traduire par le choix de caractéristiques assignées plus élevées pour les parafoudres, ce qui a pour conséquence des niveaux de protection et d'isolement élevés. Or, ceux-ci ne se justifient techniquement et économiquement que si la probabilité d'occurrence est suffisamment élevée.

2.3.2.5.1 *Défaut à la terre avec perte de charge*

La combinaison défaut à la terre et perte de charge peut se produire quand, lors d'un défaut sur une ligne, le disjoncteur côté charge s'ouvre en premier et la charge déconnectée cause une surtension de perte de charge dans la partie du réseau toujours en défaut, jusqu'à l'ouverture du disjoncteur côté source.

La combinaison défaut à la terre et perte de charge peut aussi se produire lorsqu'une charge importante est déconnectée et lorsque la surtension temporaire qui s'ensuit entraîne un défaut à la terre sur le reste du réseau. Cependant, la probabilité d'un tel événement est faible lorsque les surtensions dues à la variation de la charge sont elles-mêmes limitées, et un défaut consécutif à une perte de charge ne peut se produire que dans des conditions extrêmes, en cas de pollution importante par exemple.

Enfin, une telle combinaison peut résulter d'un défaut sur une ligne, suivi de l'ouverture avortée d'un disjoncteur. Même si elle est faible, la probabilité d'une telle combinaison n'est pas négligeable dans la mesure où il s'agit d'événements qui ne sont pas statistiquement indépendants. Une telle suite d'événements, qui fait qu'un alternateur se trouve relié, via un transformateur, à une longue ligne en défaut, peut entraîner une surtension importante sur les phases saines. La surtension consiste alors en un transitoire à front lent et en une surtension temporaire variable et prolongée, qui dépend elle-même des caractéristiques de l'alternateur et des actions du régulateur de tension.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.3.2.3 *Resonance and ferroresonance*

Temporary overvoltages due to these causes generally arise when circuits with large capacitive elements (lines, cables, series compensated lines) and inductive elements (transformers, shunt reactors) having non-linear magnetizing characteristics are energized, or as a result of load rejections.

Temporary overvoltages due to resonance phenomena can reach extremely high values. They shall be prevented or limited by measures recommended in 2.3.2.6. They shall therefore not normally be considered as the basis for the selection of the surge arrester rated voltage or for the insulation design unless these remedial measures are not sufficient (see 2.3.2.7).

2.3.2.4 *Longitudinal overvoltages during synchronization*

The representative longitudinal temporary overvoltages are derived from the expected overvoltage in service which has an amplitude equal to twice the phase-to-earth operating voltage and a duration of several seconds to some minutes.

Furthermore, when synchronization is frequent, the probability of occurrence of an earth fault and consequent overvoltage shall be considered. In such cases the representative overvoltage amplitudes are the sum of the assumed maximum earth-fault overvoltage on one terminal and the continuous operating voltage in phase opposition on the other.

2.3.2.5 *Combinations of temporary overvoltage origins*

Temporary overvoltages of different origin shall be treated as combined only after careful examination of their probability of simultaneous occurrence. Such combinations may lead to higher arrester ratings with the consequence of higher protection and insulation levels; this is technically and economically justified only if this probability of simultaneous occurrence is sufficiently high.

2.3.2.5.1 *Earth fault with load rejection*

The combination earth fault with load rejection can exist when, during a fault on the line, the load side breaker opens first and the disconnected load causes a load rejection overvoltage in the still faulted part of the system until the supply side circuit-breaker opens.

The combination earth fault with load rejection can also exist when a large load is switched off and the temporary overvoltage due to this causes a subsequent earth fault on the remaining system. The probability of such an event, however, is small, when the overvoltages due to the change of load are themselves small and a subsequent fault is only likely to occur in extreme conditions such as in heavy pollution.

The combination can further occur as a result of a line fault followed by failure of a circuit-breaker to open. The probability of such a combination, although small, is not negligible since these events are not statistically independent. Such an occurrence, which results in a generator connected through a transformer to a faulted long line, can result in significant overvoltage on the healthy phases. The overvoltage consists of a slow-front transient and a prolonged variable temporary overvoltage which is a function of generator characteristics and governor-voltage regulator actions.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Des études du réseau sont recommandées si de telles combinaisons sont considérées comme probables. Sans ces études, on pourrait penser qu'il est nécessaire d'ajouter ces surtensions, ce que l'on considère comme trop pessimiste pour les raisons suivantes:

– le facteur de défaut à la terre change lorsqu'il est lié à la surtension résultant de la perte de charge;

– la configuration du réseau n'est plus la même après modification de la charge. Ainsi, le facteur de défaut à la terre au niveau des transformateurs de groupe avec neutre à la terre est inférieur à 1 après leur déconnexion du réseau;

– la perte de la totalité de la charge assignée n'est pas un phénomène habituel sur les transformateurs de réseau.

2.3.2.5.2 *Autres combinaisons*

Etant donné qu'il convient d'éviter les phénomènes de résonance, leur combinaison avec des phénomènes d'origine différente ne sera considérée que comme une conséquence supplémentaire de ces résonances. Cependant, sur certains réseaux, il n'est pas facile d'éviter les phénomènes de résonance. Il importe alors de procéder à des études détaillées.

2.3.2.6 *Limitation des surtensions temporaires*

2.3.2.6.1 *Surtensions dues à un défaut à la terre*

Les surtensions consécutives à un défaut à la terre dépendent des paramètres du réseau et ne peuvent être maîtrisées que par un choix approprié de ces paramètres lors de la conception du réseau. Les amplitudes des surtensions sont généralement moins importantes dans les réseaux avec neutre à la terre. Il existe toutefois une exception pour ces réseaux dont le neutre est mis à la terre lorsque, dans des conditions exceptionnelles, une partie de ces réseaux peut se trouver séparée avec les neutres des transformateurs n'étant pas reliés à la terre. Dans une telle situation, la durée des surtensions importantes dues à des défauts à la terre dans le sous-réseau séparé peut être contrôlée par une mise à la terre rapide de ces neutres avec des commutateurs ou des parafoudres appropriés sur le neutre qui le mettent à la terre après un défaut.

2.3.2.6.2 *Modifications rapides de la charge*

Ces surtensions peuvent être contrôlées au moyen de bobines d'inductance shunt, de condensateurs-série ou de compensateurs statiques.

2.3.2.6.3 *Résonance et ferrorésonance*

On limite les surtensions dues à ces phénomènes en désaccordant le réseau pour la fréquence de résonance, par une modification de la configuration du réseau ou par des résistances d'amortissement.

2.3.2.7 *Protection fournie par des parafoudres contre les surtensions temporaires*

En règle générale, on se base, pour le choix de la tension assignée du parafoudre, sur l'enveloppe des surtensions temporaires prévisibles, en prenant en compte l'aptitude du parafoudre à dissiper l'énergie. En général, l'ajustement des caractéristiques assignées du parafoudre aux contraintes de tension temporaires est plus critique en gamme II, pour laquelle les marges sont plus faibles, qu'en gamme I. Habituellement, l'aptitude à dissiper l'énergie d'un parafoudre soumis à une surtension temporaire est exprimée par une caractéristique amplitude/durée fournie par le constructeur.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

If such combinations are considered probable, system studies are recommended. Without such studies, one may be led to believe that it is necessary to combine these overvoltages, but this is considered too pessimistic for the following reasons:

– the earth-fault factor changes when it is related to the load rejection overvoltage;

– the system configuration has changed after the load change. For example, the earth-fault factor at generator transformers with earthed neutral is less than 1 after being disconnected from the system;

– for system transformers the loss of full rated load is not usual.

2.3.2.5.2 *Other combinations*

As resonance phenomena should be avoided, their combination with other origins should only be considered as an additional result of these resonances. In some systems, however, it is not readily possible to avoid resonance phenomena, and, for such systems, it is important to carry out detailed studies.

2.3.2.6 *Limitation of temporary overvoltages*

2.3.2.6.1 *Earth-fault overvoltages*

Earth-fault overvoltages depend on the system parameters and can only be controlled by selecting these parameters during the system design. The overvoltage amplitudes are normally less severe in earthed neutral systems. However, an exception exists in earthed neutral systems, a part of which in unusual situations can become separated with unearthed transformer neutrals. In such a situation, the duration of the high overvoltages due to earth faults in the separated part can be controlled by fast earthing at these neutrals, by switches or by specially selected neutral surge arresters, which short-circuit the neutral after failing.

2.3.2.6.2 *Sudden changes of load*

These overvoltages can be controlled by shunt reactors, series capacitors or static compensators.

2.3.2.6.3 *Resonance and ferroresonance*

These overvoltages should be limited by de-tuning the system from the resonance frequency, by changing the system configuration, or by damping resistors.

2.3.2.7 *Surge arrester protection against temporary overvoltages*

Usually the selection of the rated voltage of the surge arrester is based upon the envelope of the temporary overvoltage expected, taking into account the energy dissipation capability of the surge arrester. In general, matching the surge arrester rating with the temporary overvoltage stress is more critical in range II where the margins are lower than in range I. Usually, the energy capability of the surge arrester under temporary overvoltage stress is expressed as an amplitude/duration characteristic furnished by the manufacturer.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

En pratique, les parafoudres ne limitent pas les surtensions temporaires. Il existe une exception pour les surtensions temporaires dues à des phénomènes de résonance et pour lesquels les parafoudres peuvent être utilisés pour limiter, voire empêcher, de telles surtensions. Pour ce type d'application, il convient d'étudier avec soin les contraintes thermiques susceptibles d'affecter les parafoudres, de façon à éviter leur surcharge.

2.3.3 *Surtensions à front lent*

Les surtensions à front lent ont des durées de front comprises entre quelques dizaines et quelques milliers de microsecondes, des temps de queue du même ordre de grandeur, et sont de nature oscillatoire. Elles sont généralement dues aux phénomènes suivants:

– enclenchement et réenclenchement d'une ligne;
– défauts et élimination de défauts;
– pertes de charge;
– coupure de courants capacitifs ou inductifs;
– coups de foudre éloignés sur un conducteur de ligne aérienne.

La contrainte de tension représentative est alors caractérisée par

– une forme de tension représentative;
– une amplitude représentative qui peut être soit une surtension supposée maximale soit une distribution d'amplitude des surtensions.

La forme de tension représentative est l'onde de manœuvre normalisée (durée jusqu'à la crête 250 µs, durée de décroissance jusqu'à demi-valeur 2500 µs). L'amplitude représentative est l'amplitude de la surtension considérée indépendamment de la durée jusqu'à la crête réelle. Cependant, sur certains réseaux de la gamme II, des surtensions ayant un temps de front très long peuvent se produire et leur amplitude représentative peut être déduite en prenant en compte l'influence du temps de front sur la tenue diélectrique de l'isolation.

La fonction de répartition des surtensions sans fonctionnement de parafoudre se caractérise par sa valeur à 2 %, son écart-type et sa valeur de troncature. Même si cette méthode n'est pas parfaitement valide, la loi de probabilité peut être représentée approximativement par une distribution de Gauss entre la valeur à 50 % et la troncature, au-delà de laquelle on suppose qu'aucune valeur n'existe. On peut aussi choisir d'utiliser une distribution de Weibull modifiée (voir annexe C).

La valeur maximale supposée de la surtension représentative est la plus faible des deux valeurs suivantes: la valeur de troncature des surtensions (voir 2.3.3.1 à 2.3.3.6) ou le niveau de protection fourni par le parafoudre contre les chocs de manœuvre (voir 2.3.3.7).

2.3.3.1 *Surtensions dues à l'enclenchement et au réenclenchement d'une ligne*

L'enclenchement ou le réenclenchement d'une ligne triphasée produit des surtensions de manoeuvre sur les trois phases d'une ligne. En conséquence, chaque manoeuvre engendre trois surtensions phase-terre et trois surtensions entre phases correspondantes [1]* .

Pour les applications pratiques, plusieurs simplifications ont été introduites dans l'évaluation des surtensions. En ce qui concerne le nombre de surtensions par manoeuvre, deux méthodes sont utilisées.

* Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie donnée dans l'annexe J.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For practical purposes, surge arresters do not limit temporary overvoltages. An exception is given for temporary overvoltages due to resonance effects, for which surge arresters may be applied to limit or even to prevent such overvoltages. For such an application, careful studies on the thermal stresses imposed on the surge arresters should be performed to avoid their overloading.

2.3.3 *Slow-front overvoltages*

Slow-front overvoltages have front durations of some tens to some thousands of microseconds and tail durations in the same order of magnitude, and are oscillatory by nature. They generally arise from:

– line energization and re-energization;
– faults and fault clearing;
– load rejections;
– switching of capacitive or inductive currents;
– distant lightning strokes to the conductor of overhead lines.

The representative voltage stress is characterized by:

– a representative voltage shape;
– a representative amplitude which can be either an assumed maximum overvoltage or a probability distribution of the overvoltage amplitudes.

The representative voltage shape is the standard switching impulse (time to peak 250 µs, and time to half-value on the tail 2500 µs). The representative amplitude is the amplitude of the overvoltage considered independently from its actual time to peak. However, in some systems in range II, overvoltages with very long fronts may occur and the representative amplitude may be derived by taking into account the influence of the front duration upon the dielectric strength of the insulation.

The probability distribution of the overvoltages without surge arrester operation is characterized by its 2 % value, its deviation and its truncation value. Although not perfectly valid, the probability distribution can be approximated by a Gaussian distribution between the 50 % value and the truncation value above which no values are assumed to exist. Alternatively, a modified Weibull distribution may be used (see annex C).

The assumed maximum value of the representative overvoltage is equal to the truncation value of the overvoltages (see 2.3.3.1 to 2.3.3.6) or equal to the switching impulse protective level of the surge arrester (see 2.3.3.7), whichever is the lower value.

2.3.3.1 *Overvoltages due to line energization and re-energization*

A three-phase line energization or re-energization produces switching overvoltages on all three phases of the line. Therefore, each switching operation produces three phase-to-earth and, correspondingly, three phase-to-phase overvoltages [1]* .

In the evaluation of the overvoltages for practical application, several simplifications have been introduced. Concerning the number of overvoltages per switching operation, two methods are in use.

* Figures in square brackets refer to the bibliography given in annex J.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Méthode valeur crête par phase:** pour chaque manoeuvre, la plus forte valeur crête de surtension, entre chaque phase et la terre ou entre chaque combinaison de phases, est introduite dans la distribution de probabilité des surtensions. Cela signifie que chaque manoeuvre contribue avec trois valeurs de crête à la distribution de probabilité des surtensions représentatives. Cette distribution doit ensuite être supposée identique pour les trois isolations impliquées dans chaque partie de l'isolement, phase-terre, phase-phase ou longitudinale.

– **Méthode valeur crête par cas:** pour chaque manoeuvre, la plus forte crête des surtensions entre les trois phases et la terre, ou entre les trois phases elles-mêmes, est introduite dans la distribution de probabilité des surtensions. Cela signifie que chaque manoeuvre contribue avec une valeur à la distribution des surtensions représentative. Cette distribution est ensuite appliquée à une isolation dans chaque catégorie.

Les amplitudes des surtensions dues à l'enclenchement de ligne dépendent de plusieurs facteurs dont le type de disjoncteur (avec résistance d'enclenchement ou non), la nature et la puissance de court-circuit du jeu de barres à partir duquel la ligne est enclenchée, la nature du moyen de compensation utilisé et la longueur de la ligne enclenchée, la façon dont se termine la ligne (ouverte, sur un transformateur, avec parafoudre), etc.

Les réenclenchements triphasés peuvent générer d'importantes surtensions à front lent dues aux charges piégées sur la ligne réenclenchée. Au moment du réenclenchement, l'amplitude de la surtension résiduelle sur la ligne (due aux charges piégées) peut être aussi élevée que la crête de la surtension temporaire. L'écoulement de ces charges piégées dépend des matériels restant connectés à la ligne, de la conductivité superficielle des isolateurs ou des conditions d'effet couronne sur les conducteurs, et de l'instant de réenclenchement.

Dans les réseaux habituels, le réenclenchement monophasé (refermeture) ne génère pas de surtensions plus importantes que celles dues au simple enclenchement. Pour les lignes dans lesquelles peuvent apparaître des effets de résonance ou Ferranti, une refermeture monophasée peut entraîner des surtensions plus importantes qu'un enclenchement triphasé.

Une fonction de répartition correcte des amplitudes de surtensions ne peut être déterminée qu'à partir d'une simulation soignée des manœuvres obtenue par calcul informatique, analyseur de transitoires, etc., et les valeurs typiques telles que celles données à la figure 1 seront considérées à titre purement indicatif. On ne prend en considération que les surtensions à l'extrémité ouverte (côté aval) de la ligne, les surtensions à l'entrée devant être sensiblement plus faibles. Pour des raisons données dans l'annexe D, la figure 1 peut-être utilisée à la fois pour la méthode de crête par phase et la méthode de crête par cas.

2.3.3.1.1 *Surtensions phase-terre*

Une méthode d'estimation de la fonction de répartition des surtensions représentatives est donnée dans l'annexe D.

A titre indicatif, la figure 1 donne la gamme des valeurs de surtension 2 % (en p.u. de $\sqrt{2}\,U_s/\sqrt{3}$) que l'on peut prévoir entre phase et terre, sans la limitation provenant de parafoudres [5]. Les données de la figure 1 sont basées sur de nombreux retours d'expérience et études; elles incluent les effets de la plupart des facteurs déterminant les surtensions.

Il convient d'utiliser la figure 1 comme une indication pour déterminer si, dans une configuration donnée, les surtensions sont suffisamment élevées pour poser problème. Dans ce cas, la gamme des valeurs indique dans quelle mesure les surtensions peuvent être limitées. Pour ce problème, il est nécessaire de réaliser des études détaillées.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Phase-peak method:** from each switching operation the highest peak value of the overvoltage on each phase-to-earth or between each combination of phases is included in the overvoltage probability distribution, i.e. each operation contributes three peak values to the representative overvoltage probability distribution. This distribution then has to be assumed to be equal for each of the three insulations involved in each part of insulation, phase-to-earth, phase-to-phase or longitudinal.

– **Case-peak method:** from each switching operation the highest peak value of the overvoltages of all three phases to earth or between all three phases is included in the overvoltage probability distribution, i.e. each operation contributes one value to the representative overvoltage distribution. This distribution is then applicable to one insulation within each type.

The overvoltage amplitudes due to line energization depend on several factors including type of circuit-breaker (closing resistor or not), nature and short-circuit power of the busbar from which the line is energized, the nature of the compensation used and the length of the energized line, type of the line termination (open, transformer, surge arrester), etc.

Three-phase re-energizations may generate high slow-front overvoltages due to trapped charges on the re-energized line. At the time of the re-energization, the amplitude of the overvoltage remaining on the line (due to the trapped charge) may be as high as the temporary overvoltage peak. The discharge of this trapped charge depends on the equipment remaining connected to the line, on insulator surface conductivity, or on conductor corona conditions, and on the re-closing time.

In normal systems single-phase re-energization (re-closing) does not generate overvoltages higher than those from energization. However, for lines in which resonance or Ferranti effects may be significant, single-phase re-closing may result in higher overvoltages than three-phase energization.

The correct probability distribution of the overvoltage amplitudes can be obtained only from careful simulation of switching operations by digital computation, transient analysers, etc., and typical values such as shown in figure 1 should be considered only as a rough guide. All considerations relate to the overvoltages at the open end of the line (receiving end). The overvoltages at the sending end may be substantially smaller than those at the open end. For reasons given in annex D, figure 1 may be used for both the phase-peak and case-peak methods.

2.3.3.1.1 *Phase-to-earth overvoltages*

A procedure for the estimation of the probability distribution of the representative overvoltages is given in annex D.

As a rough guide, figure 1 shows the range of the 2 % overvoltage values (in p.u. of $\sqrt{2}\,U_s/\sqrt{3}$) which may be expected between phase and earth without limitation by surge arresters [5]. The data in figure 1 are based on a number of field results and studies and include the effects of most of the factors determining the overvoltages.

Figure 1 should be used as an indication of whether or not the overvoltages for a given situation can be high enough to cause a problem. If so, the range of values indicates to what extent the overvoltages can be limited. For this purpose, detailed studies would be required.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

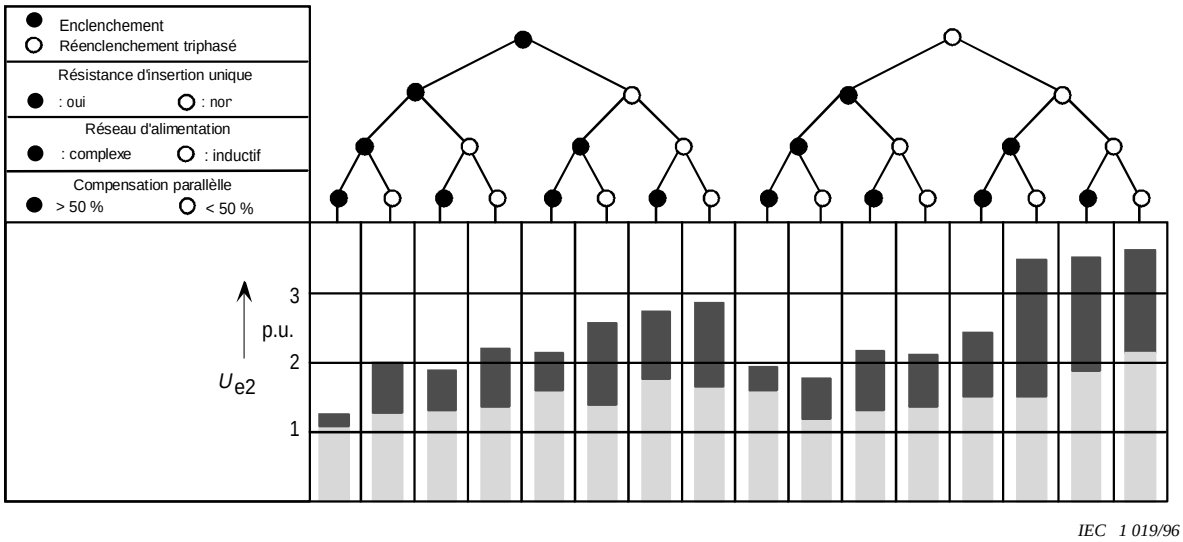


Figure 1 – Plages de valeurs à 2 % des surtensions à front lent en extrémité de ligne dues à l'enclenchement ou au réenclenchement

2.3.3.1.2 *Surtensions entre phases*

L'évaluation des surtensions entre phases nécessite de tenir compte d'un paramètre supplémentaire. Etant donné que l'isolement est sensible à la répartition d'une valeur donnée de surtension entre phases en deux composantes phase-terre, le choix d'un instant spécifique doit tenir compte des caractéristiques de l'isolement. Deux instants ont donc été sélectionnés [1]:

a) l'instant de la crête de surtension entre phases: il s'agit de l'instant où la valeur de la surtension entre phases est la plus élevée. Il correspond à la contrainte la plus importante pour tous les éléments d'isolation dont la rigidité diélectrique entre phases n'est pas sensible à la répartition en composantes. L'isolation entre enroulements ou des faibles distances dans l'air sont des exemples types de cette situation;

b) la surtension entre phases à l'instant de la crête de surtension phase-terre: même si ce moment donne habituellement des valeurs de surtension inférieures à celles existant lors de la crête de surtension entre phases, les valeurs en question peuvent être plus critiques pour tous les éléments d'isolation dont la rigidité diélectrique entre phases est influencée par la répartition en deux composantes. Des distances dans l'air importantes, pour lesquelles l'instant de la crête positive phase-terre est le plus critique, ou des postes sous enveloppe métallique (sous enveloppe triphasée), pour lesquels la crête négative est la plus critique, constituent des exemples types de cette situation.

Les caractéristiques statistiques des surtensions entre phases et les relations entre les valeurs relevant de ces deux instants sont décrites dans l'annexe D. On en conclut que la surtension représentative entre phases est égale à la valeur de crête de la surtension entre phases pour tous les types d'isolation sauf pour les distances dans l'air relevant de la gamme II. Pour ces dernières, et plus particulièrement pour les réseaux dont la tension est supérieure ou égale à 500 kV, la surtension représentative entre phases peut être déterminée à partir des valeurs de crête des surtensions phase-terre et entre phases comme cela est décrit dans l'annexe D.

La valeur de la surtension entre phases 2 % peut être approximativement déterminée à partir de la surtension phase-terre. La figure 2 donne la gamme des valeurs possibles des rapports entre les valeurs 2 % entre phases et phase-terre. La limite haute de cette gamme correspond aux surtensions de réenclenchement triphasé rapide et la limite basse, aux surtensions d'enclenchement triphasé.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

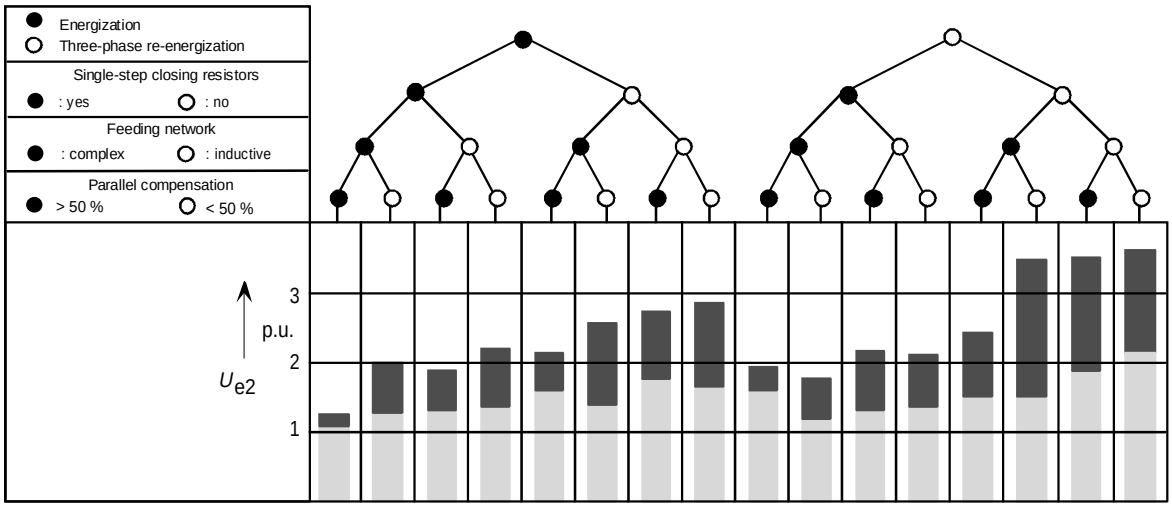


Figure 1 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization

2.3.3.1.2 *Phase-to-phase overvoltages*

In the evaluation of the phase-to-phase overvoltages, an additional parameter needs to be added. As the insulation is sensitive to the subdivision of a given phase-to-phase overvoltage value into two phase-to-earth components, the selection of a specific instant shall take into account the insulation characteristics. Two instants have been selected [1]:

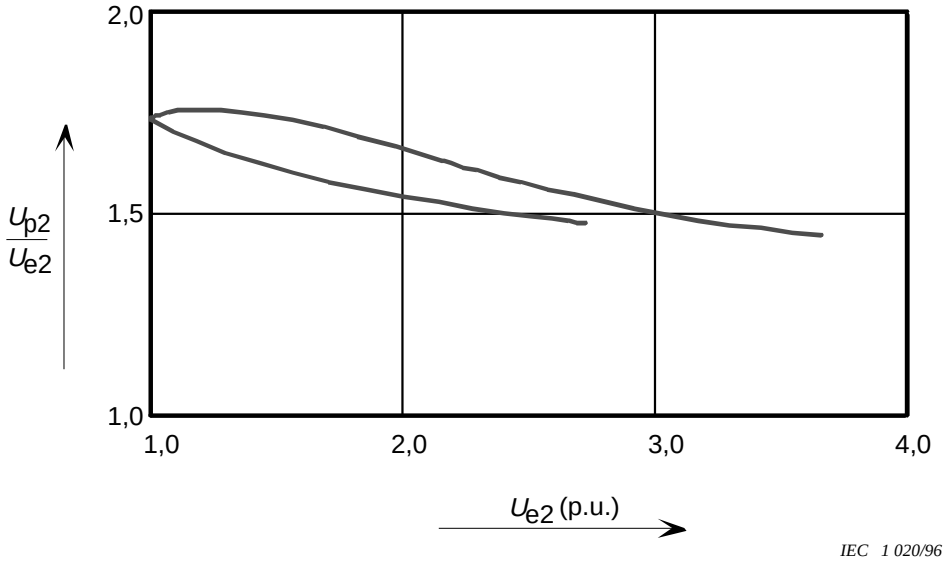
a) instant of phase-to-phase overvoltage peak: this instant gives the highest phase-to-phase overvoltage value. It represents the highest stress for all insulation configurations, for which the dielectric strength between phases is not sensitive to the subdivision into components. Typical examples are the insulation between windings or short air clearances;

b) phase-to-phase overvoltage at the instant of the phase-to-earth overvoltage peak: although this instant gives lower overvoltage values than the instant of the phase-to-phase overvoltage peak, it may be more severe for insulation configurations for which the dielectric strength between phases is influenced by the subdivision into components. Typical examples are large air clearances for which the instant of the positive phase-to-earth peak is most severe, or gas-insulated substations (three-phase enclosed) for which the negative peak is most severe.

The statistical characteristics of the phase-to-phase overvoltages and the relations between the values belonging to the two instants are described in annex D. It is concluded that for all insulation types except for air clearances in range II, the representative overvoltage between phases is equal to the phase-to-phase overvoltage peak. For air clearances in range II, and more particularly for system voltages equal to or greater than 500 kV, the representative phase-to-phase overvoltage should be determined from the overvoltage peaks phase-to-earth and phase-to-phase as described in annex D.

The 2 % phase-to-phase overvoltage value can approximately be determined from the phase-to-earth overvoltage. Figure 2 shows the range of possible ratios between the 2 % values phase-to-phase and phase-to-earth. The upper limit of this range applies to fast three-phase re-energization overvoltages, the lower limit to three-phase energization overvoltages.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



NOTE – La partie supérieure de la plage indiquée peut être appliquée au réenclenchement triphasé, la partie inférieure à l'enclenchement.

Figure 2 – Rapport entre les valeurs à 2 % des surtensions à front lent entre phases et phase-terre

2.3.3.1.3 *Surtensions longitudinales*

Les surtensions longitudinales survenant entre bornes lors d'un enclenchement ou d'un réenclenchement se composent de la tension permanente de service sur une borne et de la surtension de manœuvre sur l'autre. Sur les réseaux synchronisés, la valeur de crête la plus élevée de la surtension de manœuvre et la tension de service ont la même polarité, et l'isolation longitudinale subit une surtension inférieure à celle de l'isolation phase-terre.

En revanche, une isolation longitudinale entre deux réseaux non synchronisés peut être soumise à des surtensions d'enclenchement sur une borne et à une crête de polarité opposée de la tension permanente de service sur l'autre.

Pour la composante de surtension à front lent, les mêmes principes que pour l'isolation phase-terre sont applicables.

2.3.3.1.4 *Surtensions maximales présumées*

Si aucune protection n'est fournie par des parafoudres, la surtension maximale présumée en cas d'enclenchement ou de réenclenchement est la suivante:

– pour la surtension phase-terre, la valeur de troncature U_{et};

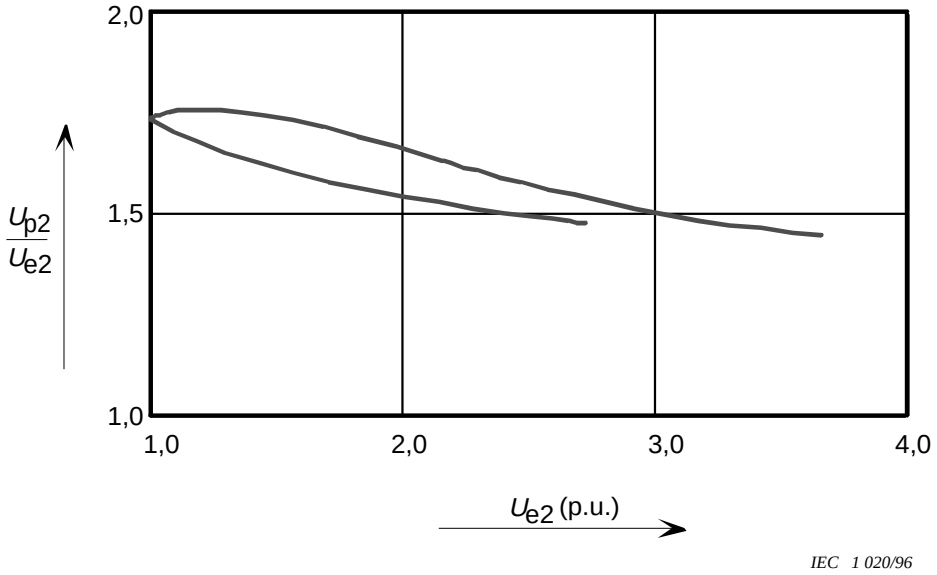
– pour la surtension entre phases, la valeur de troncature U_{pt} ou, pour une isolation externe dans la gamme II, la valeur déterminée selon la méthode de l'annexe D; ces deux valeurs se décomposent en deux composantes égales, de polarités opposées;

– pour la surtension longitudinale, il s'agit de la valeur de troncature U_{et} de la surtension phase-terre due à la mise sous tension sur une borne et la valeur de crête de la tension permanente de service – de polarité opposée – sur l'autre borne.

Cette définition de la surtension longitudinale maximale suppose que les fréquences des réseaux sont synchronisées (via une liaison parallèle) sur les deux bornes de façon à ne pas avoir à examiner séparément les surtensions dues au réenclenchement (parce que l'effet de toute charge piégée est pris en compte par cette hypothèse).

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



NOTE – The upper part of the indicated range may be applied to three-phase re-energization, the lower part to energization.

Figure 2 – Ratio between the 2 % values of slow-front overvoltages phase-to-phase and phase-to-earth

2.3.3.1.3 *Longitudinal overvoltages*

Longitudinal overvoltages between the terminals during energization or re-energization are composed of the continuous operating voltage at one terminal and the switching overvoltage at the other. In synchronized systems, the highest switching overvoltage peak and the operating voltage have the same polarity and the longitudinal insulation has a lower overvoltage than the phase-to-earth insulation.

The longitudinal insulation between non-synchronous systems, however, can be subjected to energization overvoltages at one terminal and the normal operating voltage peak of opposite polarity at the other.

For the slow-front overvoltage component, the same principles as for the phase-to-earth insulations apply.

2.3.3.1.4 *Assumed maximum overvoltages*

If no protection by surge arresters is applied, the assumed maximum energization or re-energization overvoltage is:

– for the phase-to-earth overvoltage: the truncation value U_{et} ;

– for the phase-to-phase overvoltage: the truncation value U_{pt} or, for the external insulation in range II, the value determined according to annex D, both subdivided into two equal components with opposite polarities;

– for the longitudinal overvoltage: the truncation value U_{et} of the phase-to-earth overvoltage due to energization at one terminal, and the opposite polarity peak of the normal operating voltage at the other terminal.

This definition of the maximum longitudinal overvoltage assumes that power frequencies are synchronized (via a parallel path) at both terminals so that the longitudinal overvoltages due to re-energization need not be considered separately (because the effect of any trapped charge is taken into account by this assumption).

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.3.3.2 *Surtensions survenant lors d'un défaut et de son élimination*

Lors de l'apparition et de l'élimination d'un défaut, des surtensions à front lent apparaissent lorsque la tension passe de la tension de service à une surtension temporaire sur les phases saines, et au retour, depuis une valeur proche de zéro à la tension de service sur la phase défaillante. Dans les deux cas, il n'y a surtensions qu'entre phase et terre. On peut négliger les surtensions entre phases. On estime que, calculée au plus juste, la valeur maximale présumée de la tension représentative U_{et} est la suivante:

– apparition du défaut $U_{et} = (2\ k - 1)\ U_s\ \sqrt{2}/\sqrt{3}$ (kV crête)

– élimination du défaut $U_{et} = 2{,}0\ U_s\ \sqrt{2}/\sqrt{3}$ (kV crête)

où k est le facteur de défaut à la terre.

Dans la gamme I, les surtensions causées par des défauts à la terre doivent être prises en compte sur les réseaux dans lesquels le neutre des transformateurs est isolé ou mis à la terre par bobine d'extinction. Le facteur de défaut à la terre est alors approximativement égal à $\sqrt{3}$. Sur ces réseaux, la coordination de l'isolement peut se fonder sur la surtension maximale présumée et il n'est pas nécessaire de tenir compte de la probabilité d'occurrence des amplitudes de surtension.

Dans la gamme II, lorsque les surtensions dues à un enclenchement ou à un réenclenchement sont limitées à des valeurs inférieures à 2 p.u., les surtensions survenant lors de défauts et de leur élimination doivent être examinées avec soin si elles ne sont pas contrôlées au même point.

2.3.3.3 *Surtensions dues à une perte de charge*

Les surtensions à front lent dues à une perte de charge n'ont d'importance que dans les réseaux de la gamme II, sur lesquels les surtensions dues à un enclenchement ou à un réenclenchement sont limitées à des valeurs inférieures à 2 p.u. Dans ces cas, il convient d'examiner la question, en particulier en présence de transformateurs de groupe ou de longues lignes de transport.

2.3.3.4 *Surtensions dues à la coupure de courants inductifs et capacitifs*

La coupure de courants capacitifs et inductifs peut donner lieu à des surtensions qui méritent attention. Il faut en particulier tenir compte des manœuvres suivantes:

– coupure de courants de démarrage de moteurs;

– coupure de courants inductifs, par exemple lors de la coupure du courant magnétisant d'un transformateur ou d'une bobine d'inductance [6];

– manœuvre et fonctionnement de fours à arc et de leurs transformateurs, ces manoeuvres pouvant entraîner un arrachement de courant;

– manœuvre de câbles à vide et de batteries de condensateurs;

– coupure de courants par des fusibles haute tension.

Le réamorçage des disjoncteurs, lors de la coupure de courants capacitifs (manœuvre de lignes ou de câbles à vide ou de batteries de condensateurs) peut entraîner des surtensions particulièrement dangereuses, aussi l'utilisation des disjoncteurs sans réamorçage est nécessaire. De plus, au moment de mettre sous tension des batteries de condensateurs, en particulier s'ils ne sont pas reliés à la terre, il importe d'évaluer avec soin les surtensions entre phases (voir aussi 2.3.4.3).

2.3.3.5 *Surtensions de foudre à front lent*

Sur les réseaux comportant de longues lignes (supérieures à 100 km), les coups de foudre tombant à distance sur les conducteurs de phase entraînent des surtensions de foudre à front lent, lorsque le courant de foudre est suffisamment faible pour ne pas entraîner d'amorçage de l'isolation de la ligne, et lorsque la distance est suffisamment importante pour donner lieu à un front lent.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.3.3.2 *Fault and fault-clearing overvoltages*

Slow-front overvoltages are generated at fault-initiation and fault-clearing by the change in voltage from operating voltage to temporary overvoltage on the healthy phases and the return from a value close to zero back to the operating voltage on the faulted phase. Both origins cause only overvoltages between phase and earth. The overvoltages between phases can be neglected. Conservative estimates for the assumed maximum value of the representative overvoltage U_{et} are as follows :

– fault initiation $U_{et} = (2\ k - 1)\ U_s\ \sqrt{2}/\sqrt{3}$ (kV crest)

– fault clearing $U_{et} = 2{,}0\ U_s\ \sqrt{2}/\sqrt{3}$ (kV crest)

where k is the earth-fault factor.

In range I, overvoltages caused by earth faults shall be considered for systems with isolated or resonant earthed transformer neutrals in which the earth-fault factor is approximately equal to $\sqrt{3}$. For these systems the insulation co-ordination can be based on the assumed maximum overvoltage and the probability of their amplitudes needs no consideration.

In range II, when the overvoltages due to line energization or re-energization are controlled to values below 2 p.u., fault and fault clearing overvoltages require careful examination if they are not controlled to the same degree.

2.3.3.3 *Overvoltages due to load rejection*

Slow-front overvoltages due to load rejection are only of importance in systems of range II in which the energization and re-energization overvoltages are controlled to values below 2 p.u. In these cases, they need examination, especially when generator transformers or long transmission lines are involved.

2.3.3.4 *Overvoltages due to switching of inductive and capacitive currents*

The switching of inductive or capacitive currents can give rise to overvoltages, which may require attention. In particular, the following switching operations should be taken into consideration:

– interruption of the starting currents of motors;

– interruption of inductive currents, e.g. when interrupting the magnetizing current of a transformer or when switching off a shunt reactor [6];

– switching and operation of arc furnaces and their transformers, which may lead to current chopping;

– switching of unloaded cables and of capacitor banks;

– interruption of currents by high-voltage fuses.

Restrikes of circuit-breakers occurring while interrupting capacitive currents (switching off unloaded lines, cables or capacitor banks) may generate particularly dangerous overvoltages and the use of restrike-free breakers is necessary. Furthermore, when energizing capacitor banks, in particular ungrounded banks, care should be taken to assess the phase-to-phase overvoltages (see also 2.3.4.3).

2.3.3.5 *Slow-front lightning overvoltages*

In systems with long lines (longer than 100 km), slow-front lightning overvoltages originate from distant lightning strokes to the phase conductor, when the lightning current is sufficiently small so as not to cause a flashover of the line insulation and when the strike occurs at a sufficient distance from the considered location to produce a slow-front.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Etant donné que la durée jusqu'à la mi-valeur des courants de foudre dépasse rarement 200 µs, il ne se produit pas de surtension de forte amplitude et présentant des durées jusqu'à la crête critiques pour l'isolation. Les surtensions de foudre à front lent jouent donc un rôle mineur dans la coordination de l'isolement et sont généralement négligées.

2.3.3.6 *Limitation des surtensions à front lent*

La méthode la plus couramment utilisée pour limiter les surtensions d'enclenchement sur les lignes est celle de l'utilisation de resistances d'enclenchement sur les disjoncteurs de lignes. D'autres moyens tels que le contrôle électronique de la fermeture et les varistances en parallèle sur les chambres de coupure peuvent aussi être utilisés pour limiter les surtensions à l'enclenchement d'une ligne et à la coupure de courants inductifs ou capacitifs.

Les transformateurs de tension inductifs raccordés aux extrémités de lignes réduisent efficacement les charges piégées sur les phases d'une ligne après l'ouverture. Les surtensions à front lent dues à un réenclenchement triphasé ultérieur sont ainsi limitées au niveau d'un simple enclenchement de ligne.

2.3.3.7 *Protection contre les surtensions à front lent au moyen de parafoudres*

Les parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs et les parafoudres à éclateurs spécialement conçus fournissent une protection appropriée contre les surtensions à front lent sur les réseaux présentant des surtensions temporaires modérées, alors que les parafoudres à résistance non linéaire ne fonctionnent que dans les cas extrêmes de surtensions à front lent, du fait des caractéristiques d'amorçage des éclateurs en série. Il faut noter que lorsque les parafoudres sont installés aux extrémités de longues lignes de transport dans le but de limiter les surtensions à front lent, les surtensions au milieu de ces lignes peuvent être nettement supérieures à celles rencontrées aux extrémités.

En règle générale, on peut estimer que les parafoudres à oxyde métallique limitent l'amplitude des surtensions phase-terre (kV crête) à environ deux fois la tension assignée du parafoudre (kV en valeur efficace). En d'autres termes, les parafoudres à oxyde métallique sont appropriés pour limiter les surtensions à front lent dues à l'enclenchement et au réenclenchement de ligne et à la coupure de courants inductifs et capacitifs. En revanche, ils ne permettent généralement pas de limiter les surtensions causées par des défauts à la terre et leur élimination, dans la mesure où les amplitudes présumées de ces dernières sont trop faibles (à l'exception éventuelle du cas de défauts sur les lignes compensées série).

Les surtensions dues aux enclenchements et réenclenchements de lignes produisent des courants circulant à travers les parafoudres inférieurs à environ 0,5 – 2 kA. Dans cette gamme de courant, il n'est pas essentiel de connaître l'amplitude exacte du courant, du fait du caractère extrêmement non linéaire des matériaux à oxyde métallique. Le comportement des parafoudres à oxyde métallique dépend peu des durées de front du courant pour les surtensions à front lent et ce point peut également être négligé. En outre, il n'est pas nécessaire de tenir compte de l'effet des distances de séparation à l'intérieur des postes. Cependant, certaines surtensions nettement supérieures au niveau de protection peuvent venir contraindre l'isolation des lignes aériennes en des points éloignés.

Les parafoudres sont généralement installés entre phase et terre et il faut observer que, si des parafoudres à oxyde métallique sont utilisés pour limiter des surtensions à front lent à un niveau inférieur à 70 % de la valeur 2 % de la surtension phase-terre présumée, les surtensions entre phases atteindront une valeur approximativement double du niveau de protection du parafoudre entre phase et terre. La surtension entre phases sera alors constituée de deux composantes phase-terre le plus souvent également réparties [7]. Voir également 3.3.3.1.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

As lightning currents have times to half-value rarely exceeding 200 µs, overvoltages with high amplitudes and times-to-crest critical for the insulation do not occur. Slow-front lightning overvoltages, therefore, are of minor importance for insulation co-ordination and are usually neglected.

2.3.3.6 *Limitation of slow-front overvoltages*

The most commonly used method of limiting line switching overvoltages is by the use of closing resistors on line breakers. Other means, like point-on-wave control and varistors across interrupting chambers, can also be used to limit overvoltages due to line energization and inductive or capacitive switching.

Inductive voltage transformers connected to the line terminals effectively reduce the charges trapped on the phases of the line after opening. The slow front overvoltages due to a subsequent three-phase re-energization are thus limited to the level of simple line energization.

2.3.3.7 *Surge arrester protection against slow-front overvoltages*

Metal-oxide arresters without gaps and specially designed gapped arresters are suitable to protect against slow-front overvoltages in systems with moderate temporary overvoltages, whereas non-linear resistor type arresters operate for slow-front overvoltages only in extreme cases due to the sparkover characteristics of the series gap. It should be noted that when the arresters are installed at the ends of long transmission lines for the purpose of limiting slow-front overvoltages, the overvoltages in the middle of the line may be substantially higher than at the line ends.

As a general rule it can be assumed that metal-oxide arresters limit the phase-to-earth overvoltage amplitudes (kV peak) to approximately twice the arrester rated voltage (kV r.m.s). This means that metal-oxide surge arresters are suitable for limiting slow-front overvoltages due to line energization and re-energization and switching of inductive and capacitive currents, but not, in general, overvoltages caused by earth faults and fault clearing, as the expected amplitudes of the latter are too low (exception may be made in the case of faults occurring on series-compensated lines).

Overvoltages originating from line energization and re-energization give currents less than about 0,5 – 2 kA through the arresters. In this current range the knowledge of the exact current amplitude is not so important owing to the extreme non-linearity of the metal-oxide material. The slight dependence on current front times which the metal-oxide surge arresters exhibit is also negligible for slow-front overvoltages and can be neglected. Furthermore, it is not necessary to take separation effects into account within substations. Distant overhead line insulation, however, may be stressed by overvoltages substantially higher than the protective level.

Surge arresters are usually installed phase-to-earth and it should be observed that, if metal-oxide arresters are used to limit slow-front overvoltages to a level lower than 70 % of the 2 % value of the uncontrolled overvoltage phase-to-earth, the phase-to-phase overvoltages may reach about twice the phase-to-earth protective level of the arrester. The phase-to-phase overvoltage will then consist of two phase-to-earth components with the most frequent subdivision 1:1 [7]. See also 3.3.3.1.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

La valeur maximale présumée de la surtension représentative phase-terre est égale au niveau de protection du parafoudre: $U_{rp} = U_{ps}$.

Pour les surtensions entre phases, elle correspond à la plus faible des deux valeurs suivantes: le double du niveau de protection ou le double de la valeur de troncature des surtensions présumées entre phases déterminées dans l'annexe D. S'il est nécessaire de limiter les surtensions entre phases à des valeurs inférieures, il convient d'installer des parafoudres supplémentaires entre phases.

Dans tous les cas, l'utilisation de parafoudres pour limiter les surtensions à front lent doit prendre en compte, pour le choix de la classe de parafoudre appropriée, le cycle de charge spécifié et les spécifications concernant la dissipation de l'énergie.

2.3.4 *Surtensions à front rapide*

2.3.4.1 *Surtensions de foudre sur les lignes aériennes*

Les surtensions de foudre sont provoquées par des coups de foudre directs sur les conducteurs de phase, par des amorçages en retour, ou sont induits par des coups de foudre au sol tombant à proximité de la ligne. Les surtensions de foudre induites sont généralement à l'origine de surtensions inférieures à 400 kV sur une ligne aérienne et ne présentent donc d'importance que pour les réseaux de la gamme de tension la plus faible. Du fait de la tenue élevée de l'isolation, les amorçages en retour sont moins fréquents dans la gamme II que dans la gamme I et sont rares sur les réseaux de 500 kV ou plus.

La forme représentative de la surtension est le choc de foudre normalisé (1,2/50 µs). L'amplitude représentative est donnée soit sous la forme d'une valeur maximale présumée soit sous la forme d'une densité de probabilité de valeurs de crête en fonction du taux de retour des surtensions.

2.3.4.2 *Surtensions de foudre dans les postes*

Les surtensions prévisibles de foudre dans un poste et leur fréquence d'apparition dépendent de

- la performance vis-à-vis de la foudre des lignes aériennes qui y sont raccordées;
- la disposition du poste, sa taille et en particulier le nombre de lignes qui y sont raccordées;
- la valeur instantanée de la tension de service (au moment du coup de foudre).

L'importance des effets de la foudre sur les équipements du poste est déterminée par la combinaison de ces trois facteurs et il est nécessaire de passer par différentes étapes pour s'assurer que la protection est adaptée. L'amplitude des surtensions (sans limitation due à des parafoudres) est généralement trop élevée pour établir la coordination de l'isolement sur ces valeurs. Cependant, dans certains cas, et en particulier lorsque des câbles sont raccordés au poste, l'effet d'autoprotection dû à la faible impédance d'onde des câbles peut réduire les amplitudes prévisibles des surtensions de foudre à des valeurs suffisamment basses (voir annexe F).

Pour l'isolement entre phases et l'isolement longitudinal, on doit prendre en compte la valeur instantanée de la tension à la fréquence industrielle sur les bornes opposées. Pour l'isolement entre phases, on peut supposer que les effets de la tension à la fréquence industrielle et le couplage entre les conducteurs de la ligne aérienne se compensent et on peut considérer que les bornes opposées sont mises à la terre. Cependant, pour l'isolement longitudinal, ces effets ne se compensent pas ainsi et on doit prendre en compte la tension à la fréquence industrielle.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The assumed maximum value of the representative phase-to-earth overvoltage is equal to the protective level of the surge arrester: $U_{rp} = U_{ps}$.

For the phase-to-phase overvoltages it is twice the protective level or the truncation value of the phase-to-phase overvoltages determined in annex D, whichever is the smaller value. If lower phase-to-phase overvoltages are required, additional arresters between phases should be installed.

In all cases, the application of surge arresters to control slow-front overvoltages shall take into account the required duty cycle and energy dissipation requirements in choosing the appropriate surge arrester class.

2.3.4 *Fast-front overvoltages*

2.3.4.1 *Lightning overvoltages affecting overhead lines*

Lightning overvoltages are caused by direct strokes to the phase conductors or by back-flashovers, or are induced by lightning strokes to earth close to the line. Induced lightning surges generally cause overvoltages below 400 kV on the overhead line and are, therefore, of importance only for systems in the lower system voltage range. Owing to the high insulation withstand, back-flashovers are less probable in range II than in range I and are rare on systems at 500 kV and above.

The representative shape of the lightning overvoltage is the standard lightning impulse (1,2/50 µs). The representative amplitude is either given as an assumed maximum or by a probability distribution of peak values usually given as the peak value dependent on the overvoltage return rate.

2.3.4.2 *Lightning overvoltages affecting substations*

The lightning overvoltages in substations and their rates of occurrence depend on:

– the lightning performance of the overhead lines connected to it;
– the substation layout, size and in particular the number of lines connected to it;
– the instantaneous value of the operating voltage (at the moment of the stroke).

The severity of lightning overvoltages for the substation equipment is determined from the combination of these three factors and several steps are necessary to assure adequate protection. The amplitudes of the overvoltages (without limitation by surge arrester) are usually too high to base insulation co-ordination on these values. In some cases, however, in particular with cable connected substations, the self-protection provided by the low surge impedance of the cables may reduce the amplitudes of the lightning overvoltages to suitably low values (see annex F).

For the phase-to-phase and the longitudinal insulation the instantaneous power frequency voltage value on the opposite terminals must be considered. For the phase-to-phase insulation it can be assumed that the effects of power-frequency voltage and coupling between the overhead line conductors cancel each other and the opposite terminal can be considered as earthed. For the longitudinal insulation, however, such cancelling effects do not exist and the power-frequency voltage must be taken into account.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.3.4.2.1 *Coups directs*

Les défauts d'écran peuvent intervenir de façon aléatoire en un point quelconque de la courbe de tension à la fréquence industrielle. L'effet de la tension à la fréquence industrielle sur la borne opposée d'une isolation longitudinale doit être prise en compte en:

– calculant les taux de retour des surtensions de foudre pour différentes valeurs instantanées de la tension de service;

– évaluant la probabilité de défaut d'isolement pour les différentes décompositions en composantes. En général, le paramètre déterminant est la somme des deux composantes;

– déterminant le taux de défaillance de l'isolation en fonction de la somme de la surtension de foudre et de la valeur instantanée de la composante à fréquence industrielle;

– appliquant le critère de performance à ce taux de défaillance prévisible pour obtenir la somme nécessaire des deux composantes.

Si cette somme se décompose en une composante de choc de foudre égale à la surtension de foudre représentative phase-terre et une composante à fréquence industrielle, la composante de la tension à fréquence industrielle sera inférieure à la crête de la tension de service phase-terre. On a déterminé qu'un facteur 0,7 était adéquat. Cela signifie que, pour les défauts d'écran, il convient que la surtension longitudinale représentative soit composée de la surtension de foudre représentative à la terre sur une borne et 0,7 fois la valeur crête de la tension de service phase-terre avec la polarité opposée sur l'autre borne.

2.3.4.2.2 *Amorçages en retour*

Les amorçages en retour se produisent de préférence sur la phase où la valeur de la tension à la fréquence industrielle est la plus élevée, en polarité opposée. Ce qui signifie que, pour les postes, la surtension de foudre longitudinale représentative doit être égale à la somme de la surtension de foudre représentative entre phase et terre sur une borne et de la valeur crête de la tension de service sur l'autre borne (polarité opposée).

2.3.4.3 *Surtensions dues à des manœuvres et à des défauts*

Les surtensions de manœuvre à front rapide se produisent lorsque le matériel est connecté au réseau ou déconnecté par l'intermédiaire des connexions courtes principalement à l'intérieur de postes. Des surtensions à front rapide peuvent aussi apparaître lors d'un amorçage sur une isolation externe. Ces cas peuvent provoquer des contraintes particulièrement sévères sur des isolations internes proches (par exemple sur des enroulements).

Même s'il s'agit en général de phénomènes oscillatoires, on peut considérer, pour les besoins de la coordination de l'isolement, que la forme représentative de la surtension correspond au choc de foudre normalisé (1,2/50 µs). Cependant, il convient d'accorder une attention particulière aux matériels équipés d'enroulements à cause des contraintes importantes entre spires.

Les valeurs de crête maximales des surtensions dépendent de la nature et du comportement de l'appareillage de connexion. Les valeurs de crête des surtensions étant habituellement inférieures à celles dues à des coups de foudre, elles n'ont d'importance que dans des circonstances particulières. Il est donc techniquement justifié de caractériser l'amplitude de la surtension représentative par les valeurs maximales données ci-dessous (en p.u. de $\sqrt{2}\,U_S/\sqrt{3}$):

– manœuvre de disjoncteur sans réamorçage: 2 p.u.;

– manœuvre de disjoncteur avec réamorçage: 3 p.u.;

NOTE – Lors de la manœuvre de charges réactives, certaines catégories de disjoncteurs moyenne tension ont tendance à produire de multiples coupures de courant transitoires, qui entraînent des surtensions pouvant atteindre 6 p.u. en l'absence de protections appropriées.

– manœuvre de sectionneurs: 3 p.u.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

2.3.4.2.1 *Direct strokes*

Shielding penetrations occur at a random point on the power-frequency wave. The effect of the power-frequency at the opposite terminal of a longitudinal insulation has to be taken into account by:

– calculating the lighting overvoltage return rates for different instantaneous values of the operating voltage;

– evaluating the insulation failure probability for the various subdivisions into components. Usually the sum of the two components is the decisive parameter;

– determining the insulation failure rate dependent on the sum of the lightning overvoltage and of the instantaneous value of power-frequency;

– applying the performance criterion to this expected failure rate to obtain the necessary sum of the two components.

If this sum is subdivided into a lightning impulse component equal to the representative lightning overvoltage phase-to-earth and a power-frequency component, the power-frequency voltage component will be smaller than the operating voltage phase-to-earth peak. It has been found that a factor of 0,7 may be considered suitable. This means that, for shielding penetration, the longitudinal representative overvoltage should be composed of the representative lightning overvoltage to earth at one terminal and 0,7 times the operating voltage phase-to-earth peak with opposite polarity at the other.

2.3.4.2.2 *Back flashovers*

Back flashovers are most likely to occur on the phase which has the highest instantaneous power-frequency voltage value of opposite polarity. This means that, for substations, the representative longitudinal lightning overvoltage shall be equal to the sum of the representative lightning overvoltage to earth at one terminal and of the operating voltage peak at the other (opposite polarity).

2.3.4.3 *Overvoltages due to switching operations and faults*

Fast-front switching overvoltages occur when equipment is connected to or disconnected from the system via short connections mainly within substations. Fast-front overvoltages can also occur when external insulation flashes over. Such events can cause particularly severe stresses on nearby internal insulation (such as windings).

Although in general oscillatory, for insulation co-ordination purposes the representative overvoltage shape can be considered to correspond to the standard lightning impulse (1,2/50 µs). However, special attention should be paid to equipment with windings because of high inter-turn stresses.

The maximum peak overvoltages depend on type and behaviour of the switching equipment. As the overvoltage peak values are usually smaller than those caused by lightning, their importance is restricted to special cases. It is, therefore, technically justified to characterize the amplitude of the representative overvoltage by the maximum following values (in p.u. of $\sqrt{2}\,U_s/\sqrt{3}$):

– circuit-breaker switching without restrike: 2 p.u.;

– circuit-breaker switching with restrike: 3 p.u.;

NOTE – When switching reactive loads, some types of medium voltage circuit breakers tend to produce multiple transient current interruptions resulting in overvoltages up to 6 p.u. unless appropriate protection measures are taken.

– disconnector switching: 3 p.u.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Sachant que l'apparition simultanée de surtensions de manœuvre à front rapide sur plus d'une phase est hautement improbable, on peut admettre qu'il n'existe pas de surtensions entre phases d'amplitude supérieure aux valeurs phase-terre. Pour ce qui est de ces dernières, on peut avoir recours aux valeurs maximales présumées indiquées ci-dessus pour contrôler l'importance de ces surtensions. Si la valeur obtenue est déterminante pour la tension de tenue au choc de foudre, il est recommandé d'étudier plus précisément la question.

2.3.4.4 *Limitation du nombre des surtensions à front rapide*

Le nombre des surtensions de foudre peut être limité par une conception appropriée de la ligne aérienne. Selon l'origine de ces surtensions, on peut avoir recours aux moyens suivants:

– pour les coups de foudre directs sur des conducteurs: une conception appropriée du câble de garde;

– pour les amorçages en retour: la réduction de l'impédance de mise à la terre du pylône ou le renforcement de l'isolation.

Dans certains cas, à proximité des postes, on a utilisé des consoles mises à la terre ou bien des éclateurs pour limiter l'amplitude des surtensions de foudre incidentes. Cependant, de telles mesures entraînent un accroissement du risque d'amorçage près du poste, ce qui génère par conséquent des ondes à front rapide. Par ailleurs, il faut porter un soin particulier aux câbles de garde et à la mise à la terre des pylônes près du poste pour limiter la probabilité d'amorçage en retour à cet endroit.

La sévérité des surtensions à front rapide dues aux manœuvres peut être limitée grâce au choix d'appareils de connexion appropriés (interrupteurs ou disjoncteurs sans réamorçage, caractéristiques à faible courant d'arrachement, utilisation de résistance d'ouverture ou de fermeture, maîtrise de l'instant de manœuvre, etc.).

2.3.4.5 *Limitation des surtensions à front rapide au moyen de parafoudres*

La protection fournie par les parafoudres contre les surtensions à front rapide dépend des facteurs suivants:

– amplitude et forme de la surtension;

– caractéristique de protection du parafoudre;

– amplitude et forme du courant dans le parafoudre;

– impédance et/ou capacité du matériel protégé;

– distance entre le parafoudre et le matériel protégé, y compris les connexions de mise à la terre (voir figure 3);

– nombre et impédance d'onde des lignes raccordées.

Pour la protection contre les surtensions de foudre, on utilise généralement des parafoudres présentant les courants de décharge suivants:

– pour les réseaux dont U_m est dans la gamme I: 5 kA ou 10 kA;

– pour les réseaux dont U_m est dans la gamme II: 10 kA ou 20 kA.

Lorsque l'on s'attend à ce que le parafoudre soit traversé par des courants supérieurs au courant de décharge nominal, il faut s'assurer que les tensions résiduelles correspondantes permettent encore une limitation appropriée des surtensions.

Pour la détermination de l'énergie (due à la foudre) absorbée par les parafoudres installés dans le poste, il est généralement suffisant de considérer que l'amplitude représentative de la surtension de foudre prévisible est égale à la tension de tenue 50 % au choc de foudre de polarité négative de la ligne aérienne. Cependant, pour déterminer l'énergie totale absorbée, il faut prendre en compte la possibilité d'avoir des coups de foudre constitués d'amorçages multiples.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

As simultaneous occurrence of fast-front switching overvoltages on more than one phase is highly improbable, one can assume that phase-to-phase overvoltages higher than phase-to-earth overvoltages do not exist. For the latter, the previously defined assumed maximum values can be used to check the importance of such overvoltages. If they determine the insulation lightning impulse withstand voltage, more careful investigations are recommended.

2.3.4.4 *Limitation of fast-front overvoltage occurrences*

Lightning overvoltage occurrences can be limited by appropriate design for the overhead lines. Possible design measures for the limitation of lightning overvoltage occurrences are:

– for direct lightning strokes to conductors: appropriate earth-wire shielding design;

– for back flashovers: reduction of the tower footing earthing impedance or addition of insulation.

In some cases, earthed crossarms or spark gaps have been used close to substations in an attempt to limit the amplitude of incoming lightning overvoltages. However, such measures tend to increase the likelihood of flashovers near the station with the consequent generation of fast-front surges. Furthermore, special attention should be given to shielding and tower earthing near the station to lower the probability of back flashovers at this location.

The severity of fast-front overvoltages generated by switching operations can be limited by the selection of adequate switching equipment (restrike-free interrupters or breakers, low current chopping characteristic, use of opening or closing resistors, point-on-wave control etc.).

2.3.4.5 *Surge arrester protection against fast-front overvoltages*

The protection afforded by surge arresters against fast-front overvoltages depends on:

– the amplitude and shape of the overvoltage;

– the protection characteristic of the surge arrester;

– the amplitude and shape of the current through the surge arrester;

– the surge impedance and/or capacitance of the protected equipment;

– the distance between arrester and protected equipment including earthing connections (see figure 3);

– the number and surge impedance of the connected lines.

For protection against lightning overvoltages, surge arresters with the following nominal discharge currents are generally applied:

– for systems with U_m in range I: 5 kA or 10 kA;

– for systems with U_m in range II: 10 kA or 20 kA.

When currents through the arrester are expected to be higher than its nominal discharge current, it must be verified that the corresponding residual voltages still provide a suitable overvoltage limitation.

For the determination of the energy absorption (due to lightning) of surge arresters installed in a substation, it is usually sufficient to assume that the representative amplitude of the prospective lightning overvoltage reaching the substation is equal to the negative 50 % lightning impulse withstand voltage of the overhead line. However, for the total energy absorption, one should consider the possibility that a lightning flash may consist of multiple strokes.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Les caractéristiques de protection d'un parafoudre ne sont valables que pour l'emplacement où il est situé. La limitation des surtensions à l'emplacement du matériel à protéger dépend donc de la distance entre ces deux points. Plus la distance est grande entre le parafoudre et le matériel protégé, moins la protection de ce matériel est efficace, et, en fait, la surtension sur un matériel s'accroît en dépassant le niveau de protection du parafoudre quand on augmente cette distance de séparation. En outre, si l'on néglige l'effet dû à la longueur du parafoudre pour déterminer ses caractéristiques de protection, cette longueur doit être ajoutée à celle des connexions pour évaluer la limitation effective de la surtension. Pour les parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs, on peut négliger le temps de réaction du matériau lui-même et ajouter la longueur du parafoudre à celle des connexions.

Pour une estimation simplifiée de la surtension représentative au niveau de l'objet protégé, la formule (1) peut être utilisée. Cependant, pour la protection des transformateurs, la formule (1) doit être utilisée avec précaution car une capacité supérieure à quelques centaines de picofarads peut provoquer des surtensions supérieures.

$$U_{rp} = U_{pl} + 2\,ST \qquad \text{si } U_{pl} \geq 2ST \qquad (1)$$

$$U_{rp} = 2\,U_{pl} \qquad \text{si } U_{pl} < 2ST \qquad (2)$$

où

U_{pl} est le niveau de protection en onde de foudre du parafoudre (kV);

S est la pente de l'onde incidente (kV/µs);

T est le temps de parcours de l'onde incidente déterminé comme suit:

$$T = L / c \qquad (3)$$

où

c est la vitesse de la lumière (300 m/µs);

$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$: distances de la figure 3 (m).

La valeur de la pente doit être choisie en fonction de la performance vis-à-vis de la foudre de la ligne aérienne raccordée au poste et du risque de défaillance retenu pour le poste. Un développement complet est donné dans l'annexe F.

La distribution de probabilité d'amplitude des surtensions de foudre représentatives dans le poste peut être déterminée par des calculs de surtensions transitoires prenant en compte la performance à la foudre des lignes de transport, la propagation des ondes sur les lignes aériennes et dans le poste et la performance de l'isolation du matériel et des parafoudres en fonction de l'amplitude et de la forme d'onde de la surtension. Des indications sont fournies dans l'annexe F.

A titre d'indication d'ordre général, pour déterminer les amplitudes représentatives, il convient de prendre en compte la corrélation entre la tenue de l'isolation et la forme de l'onde. Cela concerne particulièrement les isolations externes et les isolations huile-papier, pour lesquelles la courbe tension-temps de l'isolation peut conduire à des amplitudes représentatives sensiblement plus basses que la valeur crête des surtensions. Pour les PSEM ou les isolations solides, cette différence est négligeable et l'amplitude de la surtension représentative est égale à la crête de la surtension.

Une méthode simplifiée pour estimer la distribution d'amplitude de la surtension de foudre représentative est donnée dans l'annexe F. La valeur maximale présumée de l'amplitude de surtension de foudre représentative est soit la valeur de troncature de la fonction de répartition, soit une valeur résultant de l'expérience sur des réseaux existants. L'annexe F présente également des méthodes pour estimer ces valeurs.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The protective characteristics of a surge arrester are only valid at its location. The corresponding overvoltage limitation at the equipment location, therefore, should account for the separation between the two locations. The greater the separation distance of the surge arrester from the protected equipment, the less is its protection efficient for this equipment, and, in fact, the overvoltage applied to the equipment increases above the protective level of the arrester with increasing separation distance. Furthermore, if the effect due to the length of the arrester is neglected in the determination of its protection characteristics, this length must be added to the length of the connecting leads in the evaluation of the effective overvoltage limitation. For metal-oxide arresters without gaps, the reaction time of the material itself may be neglected and the arrester length can be added to the connection leads.

For simplified estimation of the representative overvoltage at the protected object, formula (1) can be used. However, for transformer protection, formula (1) should be used with caution since a capacitance of more than a few hundred picofarads may result in higher overvoltages.

$$U_{rp} = U_{pl} + 2\,ST \qquad \text{for } U_{pl} \geq 2ST \tag{1}$$

$$U_{rp} = 2\,U_{pl} \qquad \text{for } U_{pl} < 2ST \tag{2}$$

where

U_{pl} is the lightning impulse protective level of the arrester (kV);

S is the steepness of the impinging surge (kV/µs);

T is the travel time of the lightning surge determined as following:

$$T = L / c \tag{3}$$

where

c is the velocity of light (300 m/µs);

$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$: distances from figure 3 (m).

The values of the steepness must be selected according to the lightning performance of the overhead lines connected to the station and on the adopted risk of failure in the substation. A complete treatment is given in annex F.

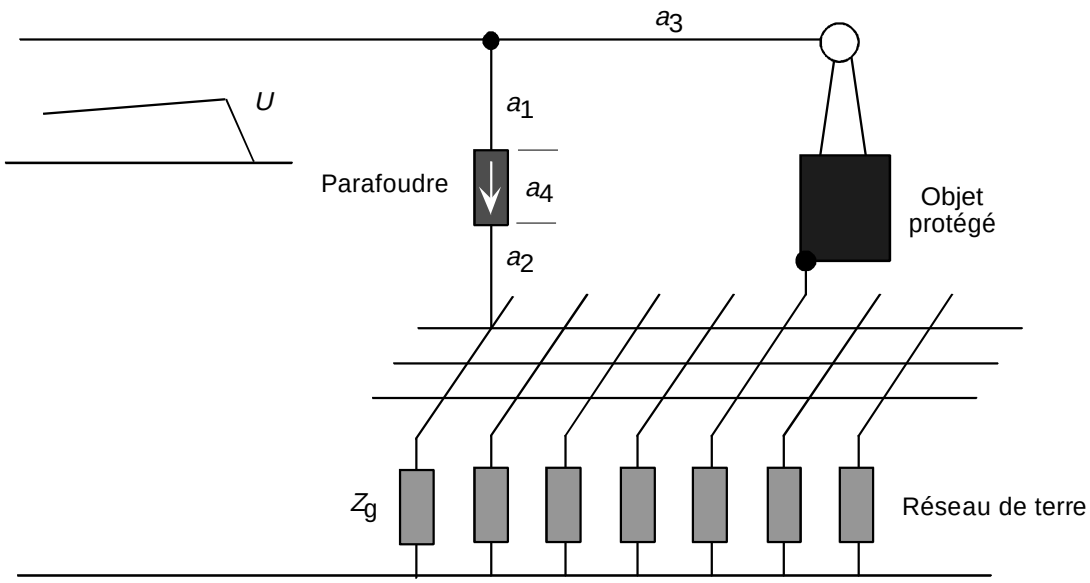
The probability distribution of the representative lightning overvoltage amplitude at the substation can be determined by transient overvoltage calculations taking into account the lightning performance of the transmission lines, the travelling wave behaviour of overhead lines and substation and the performance of the equipment insulation and of the surge arresters dependent on the overvoltage amplitude and shape. References are given in annex F.

As a general recommendation, the dependence of the insulation withstand on the overvoltage shape should also be considered in the determination of the representative amplitudes. This, in particular, applies to external insulation and to oil-paper insulation, for which the volt-time curve of the insulation may point to representative amplitudes substantially lower than the overvoltage peak values. For GIS or for solid insulation this difference is negligible and the amplitude of the representative overvoltage is equal to the overvoltage peak.

A simplified method to estimate the representative lightning overvoltage amplitude probability distribution is given in annex F. The assumed maximum value of the representative lightning overvoltage amplitude is either the truncation value of the probability distribution or a value obtained from experience in existing systems. Methods for the estimation of these values are also included in annex F.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a_1 : longueur de la connexion du parafoudre à la ligne

a_2 : longueur de la connexion du parafoudre à la terre

a_3 : longueur du conducteur de phase, du parafoudre au matériel à protéger

a_4 : longueur de la partie active du parafoudre

Z_g : impédance de terre

U : surtension incidente

Figure 3 – Schéma du raccordement d'un parafoudre à l'objet protégé

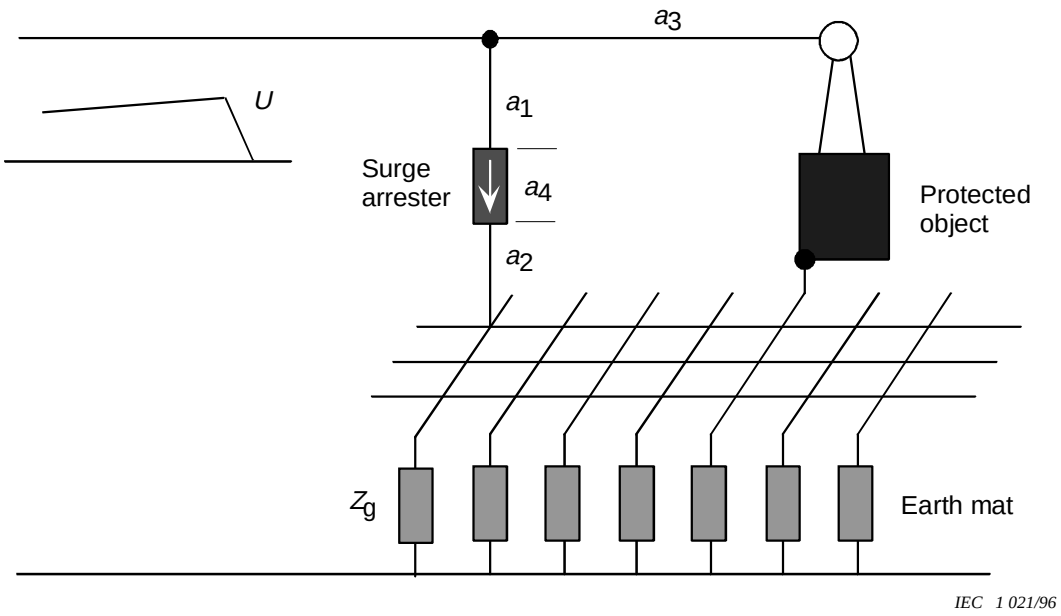
2.3.5 *Surtensions à front très rapide*

Les surtensions à front très rapide surviennent suite au fonctionnement de sectionneurs ou suite à des défauts à l'intérieur de PSEM en raison de l'amorçage rapide de l'isolation gazeuse et de la propagation de l'onde qui ne s'atténue pratiquement pas à l'intérieur des PSEM. Leurs amplitudes sont rapidement amorties à la sortie du PSEM, par exemple au niveau d'une traversée, et leur durée de front augmente généralement jusqu'à atteindre celle des surtensions à front rapide. Des surtensions à front très rapide peuvent aussi se produire sur des transformateurs moyenne tension à isolation sèche, lorsqu'ils sont reliés à l'appareillage par des connexions courtes.

La forme de la surtension présente une augmentation rapide de la tension, atteignant presque son amplitude maximale, avec une durée de front inférieure à 0,1 µs. En cas de manœuvre d'un sectionneur, ce front d'onde est généralement suivi d'une oscillation dont les fréquences sont supérieures à 1 MHz. La durée des surtensions à front très rapide est inférieure à 3 ms, mais celles-ci peuvent se répéter plusieurs fois. L'amplitude de la surtension dépend de la conception du sectionneur et de la configuration du poste. On peut estimer qu'il est possible de limiter les amplitudes maximales à 2,5 p.u. Ces surtensions peuvent toutefois provoquer des surtensions localement élevées à l'intérieur de transformateurs directement raccordés.

Les matériels raccordés (transformateurs, par exemple) sont soumis à des contraintes dues aux surtensions provenant de défauts survenant à l'intérieur de PSEM. La forme et l'amplitude de la surtension dépend de la nature de la connexion du matériel au PSEM et de l'emplacement du défaut à l'intérieur de ce dernier. Les surtensions présentent des amplitudes pouvant atteindre 1,6 fois la tension de claquage et des fréquences pouvant atteindre 20 MHz à l'intérieur du poste.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a_1 : length of the lead connecting the surge arrester to the line

a_2 : length of the lead connecting the surge arrester to earth

a_3 : length of the phase conductor between the surge arrester and the protected equipment

a_4 : length of the active part of the surge arrester

Z_g : earthing impedance

U : impinging overvoltage surge.

Figure 3 – Diagram for surge arrester connection to the protected object

2.3.5 *Very-fast-front overvoltages*

Very-fast-front overvoltages originate from disconnector operations or faults within GIS due to the fast breakdown of the gas gap and the nearly undamped surge propagation within the GIS. Their amplitudes are rapidly dampened on leaving the GIS, e.g. at a bushing, and their front times are usually increased into the range of those of fast-front overvoltages. Very-fast-front overvoltages may also occur at medium voltage dry-type transformers with short connections to the switchgear.

The overvoltage shape is characterized by a fast increase of the voltage nearly to its peak value resulting in a front time below 0,1 µs. For disconnector operations this front is typically followed by an oscillation with frequencies above 1 MHz. The duration of very-fast-front overvoltages is less than 3 ms, but may occur several times. The overvoltage amplitude depends on the disconnector construction and on the substation configuration. A limitation of maximum amplitudes to 2,5 p.u. can be assumed to be achievable. The overvoltages may, however, create high local overvoltages in directly connected transformers.

Due to faults within GIS the connected equipments (e.g. transformer) are stressed by overvoltages. The shape and the amplitude of the overvoltage depends on the kind of connection of the equipment to the GIS and the location of the fault within the GIS. The overvoltages have amplitudes up to 1,6 times the breakdown voltages and contain frequencies up to 20 MHz within the substation.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Sur les bornes de matériels reliés au PSEM via une courte ligne aérienne à haute tension, les oscillations des surtensions présentent des fréquences comprises entre 0,2 MHz et 2,0 MHz et des amplitudes pouvant atteindre 1,5 fois la tension d'amorçage. Dans ce cas, il est possible de protéger le matériel au moyen de parafoudres. Mais il se peut néanmoins que le contenu fréquentiel des surtensions suscite d'importantes contraintes internes dans les enroulements de transformateur à cause de résonances dans des parties d'enroulement. Il peut être nécessaire de recourir à d'autres méthodes de protection, confirmées par des études détaillées. Ces mesures pourraient inclure le changement (la diminution) de fréquence de résonance par l'installation de capacités additionnelles. Cependant, cette approche doit être traitée avec prudence car il faut s'assurer que l'on connaît bien les caractéristiques de résonance du transformateur.

La surtension représentative ne peut être déterminée en l'absence de méthodes normalisées acceptables actuellement. Cependant, on considère que les surtensions à front très rapide n'ont aucune influence sur le choix des tensions de tenue assignées.

3 Tension de tenue de coordination

3.1 *Caractéristiques de tenue de l'isolation*

Dans tous les matériaux, la conductivité est due à la migration de particules chargées. Les conducteurs comportent un nombre important d'électrons relativement libres qui sont entraînés lorsqu'on applique un champ électrique, alors que les isolants n'ont qu'un très petit nombre d'électrons libres. Si l'on augmente la contrainte électrique sur un isolant jusqu'à un niveau suffisamment élevé, la résistivité le long d'un certain parcours à travers l'isolant va passer d'une valeur haute à un niveau comparable à celui des conducteurs. Ce changement est appelé amorçage.

L'amorçage se décompose en trois principales étapes:

– l'ionisation initiale en un ou plusieurs points;

– l'extension d'un canal ionisé à travers l'intervalle;

– le franchissement de l'intervalle et le passage à une décharge auto-entretenue.

Un certain nombre de facteurs influent sur la tenue diélectrique de l'isolation; ce sont:

– l'amplitude, la forme, la durée et la polarité de la tension appliquée;

– la répartition du champ dans l'isolant: champ électrique uniforme ou non électrodes adjacentes à l'intervalle considéré et leur potentiel;

– le type d'isolant: gazeux, liquide, solide ou composite. Les impuretés et les irrégularités locales;

– l'état physique de l'isolation: température, pression et autres conditions ambiantes, contraintes mécaniques. L'histoire de l'isolant peut aussi avoir une importance;

– la déformation de l'isolation sous contrainte, les effets chimiques, les effets de surface des conducteurs, etc.

L'amorçage dans l'air dépend pour une large mesure de la configuration de l'intervalle, de la polarité et de la forme de l'onde de tension appliquée. De plus, les conditions atmosphériques ont une influence sur l'amorçage, indépendamment de la forme et de la polarité de la contrainte de tension. Les caractéristiques concernant la tenue dans l'air proviennent de mesures en laboratoire référencées aux conditions atmosphériques définies dans la CEI 60-1, en particulier:

– la température : 20° C;

– la pression : 101,3 kPa (1013 mbar);

– l'humidité absolue : 11 g/m^3.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

On terminals of equipment connected with a short high-voltage overhead line to the GIS, the overvoltage oscillations show frequencies in the range from 0,2 MHz to 2,0 MHz and amplitudes up to 1,5 times the flashover voltage. In this case it is possible to protect the equipment with surge arresters. However, the frequency content of the overvoltages may still cause high internal stresses in transformer windings because of part-winding resonances. Alternative protection methods proved by detailed studies may be necessary. These measures might include changing (lowering) the frequency by installing additional capacitance. However, care must be taken in this approach to ensure that the transformer resonance characteristics are accurately known.

The representative overvoltage cannot be established because suitable standardizations are not available at present. It is expected, however, that very-fast-front overvoltages have no influence on the selection of rated withstand voltages.

3 Co-ordination withstand voltage

3.1 *Insulation strength characteristics*

In all materials, conduction is caused by the migration of charged particles. Conductors have large numbers of relatively free electrons, which will drift in an applied electric field, while insulants have very few free electrons. When electric stress in an insulant is increased to a sufficiently high level, the resistivity along a path through the insulant will change from a high value to a value comparable to that of conductors. This change is called breakdown.

Breakdown takes place in three main stages:

– the initial ionization at a point or points;

– the growth of an ionized channel across the gap;

– the bridging of the gap and the transition to a self-sustaining discharge.

A number of factors influence the dielectric strength of the insulation. Such factors include:

– the magnitude, shape, duration and polarity of the applied voltage;

– the electric field distribution in the insulation: homogeneous or non-homogeneous electric field, electrodes adjacent to the considered gap and their potential;

– the type of insulation: gaseous, liquid, solid or a combination of these. The impurity content and the presence of local inhomogeneities;

– the physical state of the insulation: temperature, pressure and other ambient conditions, mechanical stress, etc. The history of the insulation may also have an importance;

– the deformation of the insulation under stress, chemical effects, conductor surface effects, etc.

Breakdown in air is strongly dependent on the gap configuration and on the polarity and wave shape of the applied voltage stress. In addition, relative atmospheric conditions affect the breakdown strength regardless of shape and polarity of applied stress. Relationships for the breakdown strength of air derived from laboratory measurements are referred to standard atmospheric conditions as defined by IEC 60-1, i.e.:

– temperature : 20 °C;

– pressure : 101,3 kPa (1013 mbar);

– absolute humidity : 11 g/m^3.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Des mesures en laboratoire ont également été faites en conditions non normalisées: faible densité de l'air, humidité relative importante, pollution, neige ou glace, hautes températures et présence de particules de combustion.

Pour l'isolation extérieure, les effets de l'humidité, de la pluie et de la pollution à la surface de l'isolation deviennent particulièrement importants. La CEI 60-1 définit donc des procédures d'essai en atmosphère sèche et humide. Pour les postes à isolation gazeuse sous enveloppe métallique, la pression et la température internes, ainsi que les hétérogénéités et impuretés locales jouent un rôle important.

Dans les isolations liquides, les impuretés solides, les bulles provoquées par des réactions chimiques ou physiques ou par des décharges locales peuvent réduire sévèrement la rigidité de l'isolation. Il faut également tenir compte du fait que la dégradation chimique de l'isolation peut s'aggraver avec le temps. Il en va de même pour les isolations solides, dont la rigidité diélectrique peut en outre être affectée par des contraintes mécaniques.

Il convient de tenir compte de la nature statistique du processus d'amorçage. En raison de la caractéristique de restauration de l'isolation autorégénératrice, on peut déterminer le comportement statistique de sa tenue par des essais appropriés. C'est pourquoi les isolations autorégénératrices sont caractérisées par la tension de tenue statistique correspondant à une probabilité de tenue de 90 %. Pour les isolations non autorégénératrices, il n'est généralement pas possible au moyen d'essais d'accéder à la nature statistique de la rigidité diélectrique. Alors, la tension de tenue présumée est réputée correspondre à une probabilité de tenue de 100 % (voir définition 3.23 de la CEI 71-1).

Le vent exerce une influence sur la conception des isolations, notamment dans le cas des lignes aériennes équipées de chaînes de suspension. Généralement, on ne tient compte de cette influence que pour déterminer la longueur des intervalles d'air sur la base de la tenue à la fréquence industrielle et aux chocs de manœuvre.

Les paragraphes 3.1.1 à 3.1.4 donnent des indications sur les différents facteurs qui influent sur le comportement d'une isolation. Pour de plus amples informations, on peut se reporter à la brochure technique CIGRE [7].

3.1.1 *Influence de la polarité et de la forme des surtensions*

3.1.1.1 *Influence de la polarité de la surtension*

Avec la géométrie des électrodes généralement rencontrées en haute tension, dans la plupart des cas la contrainte est plus grande sur un conducteur sous tension que sur un conducteur mis à la terre. Pour l'isolation par l'air, si l'électrode la plus contrainte est positive, la tension d'amorçage de l'intervalle sera plus basse que si l'électrode la plus contrainte est négative. Cela tient au fait que le phénomène d'ionisation se développe plus facilement sous une contrainte de polarité positive que négative.

Lorsque la contrainte est équivalente sur les deux électrodes, les deux processus de décharge sont en jeu, avec à la fois les caractéristiques propres aux polarités positive et négative. S'il est évident qu'une polarité est plus sévère pour un système d'isolation ou une configuration d'électrodes donnés, la conception s'appuiera sur cette polarité; sinon, les deux polarités devront être considérées.

3.1.1.2 *Influence de la forme de la surtension*

Sous contrainte impulsionnelle, la tension d'amorçage dépend aussi en général de la forme de l'impulsion.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Laboratory measurements have also been made for non-standard conditions including low air density, high relative humidity, contamination, ice and snow, high temperatures and the presence of combustion particles.

For outdoor insulation, the effects of humidity, rain, and surface contamination become particularly important. IEC 60-1 also defines test procedures for external insulation in dry and wet conditions. For metal-enclosed gas-insulated switchgear, the effect of the internal pressure and temperature as well as local inhomogeneities and impurities play a significant role.

In liquid insulation, particle impurities, bubbles caused by chemical and physical effects or by local discharges, can drastically reduce the insulation strength. It is important to note also that the amount of chemical degradation of the insulation might tend to increase with time. The same also applies in the case of solid insulation. In these cases, electric strength might also be affected by mechanical stress.

The breakdown process is also statistical in nature and this should be taken into account. Due to the restoring feature of self-restoring insulation, its statistical response to stresses can be obtained by suitable tests. Therefore, self-restoring insulation is typically described by the statistical withstand voltage corresponding to a withstand probability of 90 %. For non-self-restoring insulation, the statistical nature of the strength cannot usually be found by testing and the assumed withstand voltage deemed to correspond to a withstand probability of 100 % is applied (see definition 3.23 of IEC 71-1).

Wind has an influence on insulation design, especially in the case of overhead lines employing free swinging insulator strings. Usually the effect is only important in selecting gap lengths on the basis of power-frequency and switching impulse strengths.

Subclauses 3.1.1 to 3.1.4 give information on the different factors influencing the insulation response. For more detailed information, reference can be made to the CIGRE technical brochure [7].

3.1.1 *Influence of polarity and overvoltage shapes*

3.1.1.1 *Influence of overvoltage polarity*

In typical electrode geometries encountered in high-voltage applications, for the majority of cases the energized conductor is more highly stressed than the grounded conductor. For air insulation, if the more highly stressed electrode is positively charged, the gap breakdown voltage will be lower than if the more highly stressed electrode is negatively charged. This is because the propagation of ionization phenomena is more readily accomplished under positive stress than negative stress.

Where both electrodes are approximately equally stressed, two discharge processes will be involved, with both positive and negative characteristics. If it is clear which polarity will be more severe for a particular insulation system and gap configuration, the design will be based on that polarity; otherwise both polarities must be considered.

3.1.1.2 *Influence of overvoltage shape*

Under impulse stress, the breakdown voltage also in general depends on the shape of the impulse.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour les chocs à front lent, la tenue de l'isolation externe dépend davantage de la durée de front du choc que de la durée de sa queue. Celle-ci ne devient vraiment importante qu'en cas de pollution sur la surface de l'isolation externe. On part du principe que la tenue diélectrique d'une isolation interne ne dépend que de la valeur de crête.

Dans le cas de l'isolation externe, il est courant de considérer qu'à chaque longueur d'intervalle correspond une durée de front de choc pour laquelle la tension d'amorçage a une valeur minimale (durée de front critique). Généralement, le minimum se situe dans la plage des durées de front qui est typique des surtensions à front lent. Plus la longueur de l'intervalle est grande, plus le minimum est prononcé. Pour les distances de la gamme I, l'effet est négligeable et peut être ignoré. Pour les distances dans l'air de la gamme II, cette tension d'amorçage minimale est à peu près égale à la tension de claquage pour la durée normalisée de montée à la crête de 250 µs. Cela signifie que l'emploi de la tension de tenue de l'isolation à la forme de tension normalisée 250/2500 µs aboutit à une conception conservatoire de l'isolement pour les surtensions à front lent. Pour certains réseaux, sur lesquels les surtensions à front lent ont des fronts beaucoup plus longs que la valeur normalisée, il peut être avantageux d'utiliser la valeur effective de la tenue de l'isolement à ces valeurs de temps de front, valeur qui est plus élevée.

La tension de claquage de l'isolation externe au choc de foudre diminue à mesure que le temps de queue augmente. Pour les tensions de tenue, cette diminution est négligée et l'on considère que la tension d'amorçage est la même que dans le cas d'un choc de foudre normalisé à 1,2/50 µs. Cependant, on peut obtenir une réduction appréciable de l'isolation, par exemple dans les postes à l'air libre protégés par des parafoudres, lorsque l'on tient compte de la forme de la surtension de foudre et de ses effets sur la tenue de l'isolation.

3.1.2 *Isolation entre phases et isolation longitudinale*

La tenue diélectrique de l'isolation entre phases et de l'isolation longitudinale dépend de la valeur relative des deux composantes de tension aux deux bornes. Cette dépendance est très importante pour l'isolation externe dans la gamme II ou dans les postes triphasés sous enveloppe métallique.

Pour l'isolation externe dans la gamme II, la tenue entre phases aux surtensions de manœuvre dépend de la valeur du coefficient α qui relie les composantes positive et négative de la contrainte de tension (voir annexe D); les essais destinés à vérifier la tension de tenue spécifiée doivent donc être conçus pour tenir compte de ce phénomène. La forme normalisée de la surtension représentative dans la CEI 71-1 est une tension constituée de deux composantes synchrones de polarité opposées; la positive étant un choc de manœuvre normalisé, et la composante négative un choc de manœuvre avec un temps de front et un temps de queue au moins aussi longs que ceux de la composante positive. En conséquence, pour une isolation sensible à la valeur relative de ces deux composantes, l'amplitude réelle de la surtension doit être convertie en une amplitude représentative prenant en compte les caractéristiques de l'isolation (voir 2.3.3.1 et l'annexe D qui donne un exemple).

Pour l'isolation longitudinale, les composantes de la tension sont déterminées par les surtensions représentatives (voir article 2).

Les valeurs de l'écart type pour la tenue de l'isolation phase-terre données en 3.1.4 peuvent également s'appliquer à la tenue de l'isolation externe entre phases ou de l'isolation longitudinale, lorsque la tension d'amorçage à 50 % est prise comme la somme des composantes appliquées aux deux bornes.

3.1.3 *Influence des conditions climatiques sur l'isolation externe*

Les tensions d'amorçage des intervalles d'air dépendent de la teneur en humidité et de la densité de l'air. La tenue de l'isolation croît avec l'humidité absolue jusqu'au point où se forme une condensation à la surface des isolateurs. Elle décroît à mesure que la densité de l'air diminue. La description détaillée des effets de la densité et de l'humidité absolue de l'air est donnée dans la CEI 60-1 pour différents types de contraintes de tension.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For slow-front impulses, the strength of external insulation depends more on the impulse front than on its tail. The tail becomes especially important only in the case of contamination on the surface of external insulation. The strength of internal insulation is assumed to be affected by the peak value only.

For external insulation, it is typical that for each gap length there is an impulse time-to-peak for which the breakdown voltage is a minimum (the critical time to peak). Usually the minimum is in the range of times-to-peak for slow-front overvoltages. The larger the gap length, the more pronounced is the minimum. For air gaps in range I the effect is negligible and can be ignored. For air clearances to be used in range II, this minimum breakdown voltage is, to all intents and purposes, equal to the breakdown voltage at the standard 250 µs time-to-peak. This means that the use of the withstand voltage of the insulation at the standard voltage shape 250/2500 µs results in a conservative insulation design for slow-front overvoltages. For some systems in which slow-front overvoltages have fronts much longer than the standard one, the higher insulation strength at these fronts may be advantageously utilized.

The breakdown voltage of external insulation under lightning impulse stress decreases with increasing tail duration. For withstand voltages, this decrease is neglected and the breakdown voltage is assumed to be equal to that under the standard lightning impulse 1,2/50 µs. However, some reduction in the insulation structure may be achieved, for example, in open-air substations protected by surge arresters, when the lightning overvoltage shape and its effect on the insulation strength is taken into account.

3.1.2 *Phase-to-phase and longitudinal insulation*

The dielectric strength of phase-to-phase and longitudinal insulation structures depends on the relationship between the two voltage components at the two terminals. This dependence is very important for external insulation in range II or in three-phase metal-enclosed substations.

For external insulation in range II, the response of the insulation to phase-to-phase switching overvoltages depends on the value of α which correlates positive and negative voltage stress components (see annex D); tests to verify the required withstand voltage shall therefore be so designed as to reflect this phenomenon. The representative overvoltage shape standardized in IEC 71-1 is a combined overvoltage having two synchronous components of opposite polarity; the positive is a standard switching impulse, while the negative is an impulse with time-to-peak and time-to-half value not shorter than those of the positive component. For insulation affected by the relative value of the two components, therefore, the actual overvoltage amplitude shall be converted into the representative amplitude taking into account the insulation response characteristics (see 2.3.3.1 and annex D where a particular example is given).

For longitudinal insulation structures, the voltage components are specified by the representative overvoltages (see clause 2).

The values for the conventional deviation for the phase-to-earth insulation strength given in 3.1.4 may also be applied to the strength of the external phase-to-phase or the longitudinal insulation, when the 50 % flashover voltage is taken as the sum of the components applied to the two terminals.

3.1.3 *Influence of weather conditions on external insulation*

Flashover voltages for air gaps depend on the moisture content and density of the air. Insulation strength increases with absolute humidity up to the point where condensation forms on the insulator surfaces. Insulation strength decreases with decreasing air density. A detailed description of the effects of air density and absolute humidity is given in IEC 60-1 for different types of voltage stresses.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour déterminer la tension de tenue de coordination, il convient de garder présent à l'esprit que les conditions les plus sévères de ce point de vue (à savoir une humidité absolue basse, une pression atmosphérique faible et une température élevée) ne sont généralement pas concomitantes. De plus, sur un site donné, les corrections pour tenir compte des variations d'humidité et de température ambiante s'annulent à peu près. Par conséquent, l'estimation de la tenue diélectrique peut être basée sur les conditions atmosphériques moyennes du site.

Pour les isolateurs, il convient de tenir compte de la réduction éventuelle de la tension de tenue due à la présence de neige, de glace, de rosée ou de brouillard.

3.1.4 Probabilité d'amorçage de l'isolation

On ne dispose à l'heure actuelle d'aucune méthode permettant de déterminer la probabilité d'amorçage d'un élément unique d'isolation non autorégénératrice. On part donc du principe que la probabilité de tenue passe de 0 % à 100 % à la tension de tenue.

Pour l'isolation autorégénératrice, on peut en revanche décrire en termes statistiques la capacité de tenue aux contraintes diélectriques provoquées par l'application d'un choc de forme donnée. Les méthodes permettant de déterminer la courbe de probabilité de tenue sont données dans la CEI 60-1. Pour une isolation donnée et pour des chocs de forme donnée et de valeurs de crête U différentes, on peut associer une probabilité d'amorçage P à chaque valeur possible U et ainsi établir une relation $P = P(U)$. En général, P est une fonction monotone croissante de U. On peut définir la courbe qui en résulte par les trois paramètres suivants:

a) U_{50}: correspondant à la tension pour laquelle l'isolation a une probabilité de 50 % d'amorcer;

b) Z: l'écart type qui représente la dispersion des tensions d'amorçage. Il est défini comme étant la différence entre les tensions correspondant aux probabilités d'amorçage 50 % et 16 %, comme le montre l'équation (4):

$$Z = U_{50} - U_{16} \qquad (4)$$

c) U_0: la valeur de troncature. La tension maximale en dessous de laquelle l'amorçage n'est plus possible. Il n'est cependant pas possible de déterminer cette valeur à partir d'essais.

Généralement, la fonction P est donnée par une fonction mathématique (fonction de répartition) qui est entièrement décrite par les paramètres U_{50}, Z et U_0. Dans la distribution de Gauss traditionnellement utilisée, la valeur U_{50} représente également la moyenne et l'écart type est obtenu directement à partir de l'équation (4). Le point de troncature est rarement pris en considération par souci de simplification.

Pour l'application de la méthode statistique à la coordination de l'isolement pour les surtensions à front lent, l'utilisation de la fonction de répartition modifiée de Weibull donnée par l'équation (5) présente des avantages par rapport à la fonction gaussienne (avantages exposés dans l'annexe C). L'équation (5) représente une fonction de répartition de Weibull dont les paramètres sont déterminés de façon à correspondre à une fonction gaussienne pour les probabilités d'amorçage 50 % et 16 % et pour réaliser la troncature de la répartition à $U_{50} - NZ$ (voir annexe C).

$$P(U) = 1 - 0{,}5^{\left(1 + \frac{x}{N}\right)^{\gamma}} \qquad (5)$$

où

$x = (U - U_{50}) / Z.$

x est le nombre d'écarts types correspondant à U,

N est le nombre d'écarts types correspondant à la tension de troncature U_0 pour laquelle $P(U_0) = 0$.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

When determining the co-ordination withstand voltage, it should be kept in mind that most adverse conditions from the strength point of view (i.e. low absolute humidity, low air pressure and high temperature) do not usually occur simultaneously. In addition, at a given site, the corrections applicable for humidity and ambient temperature variations cancel each other to all intents and purposes. Therefore, the estimation of the strength can usually be based on the average ambient conditions at the location.

For insulators, the possible reduction in the withstand voltage due to snow, ice, dew or fog should be taken into account.

3.1.4 *Probability of disruptive discharge of insulation*

No method is at present available for the determination of the probability of disruptive discharge of a single piece of non-self-restoring insulation. Therefore, it is assumed that the withstand probability changes from 0 % to 100 % at the value defining the withstand voltage.

For self-restoring insulation, the ability to withstand dielectric stresses caused by the application of an impulse of given shape can be described in statistical terms. The methods to be followed in the determination of the withstand probability curve are given in IEC 60-1. For a given insulation, and for impulses of given shape and different peak values U, a discharge probability P can be associated with every possible value U, thus establishing a relationship $P = P(U)$. Usually the function P is monotonically increasing with values of U. The resulting curve can be defined by three parameters:

a) U_{50}: corresponding to the voltage under which the insulation has a 50 % probability to flashover or to withstand;

b) Z: the conventional deviation which represents the scatter of flashover voltages. It is defined as the difference between the voltages corresponding to flashover probabilities 50 % and 16 % as shown in equation (4):

$$Z = U_{50} - U_{16} \qquad (4)$$

c) U_0: the truncation voltage. The maximum voltage below which a disruptive discharge is no longer possible. The determination of this value, however, is not possible in practical tests.

Usually the function P is given by a mathematical function (cumulative probability distribution) which is fully described by parameters U_{50}, Z and U_0. In the traditionally used Gaussian distribution, the value of U_{50} is also the mean, and the conventional deviation is obtained directly from equation (4). The truncation point is not often considered for the sake of simplicity.

For application of the statistical method for insulation coordination for slow-front overvoltages, the use of the modified Weibull cumulative probability distribution given in equation (5) has advantages with respect to the Gaussian distribution (advantages explained in annex C). Equation (5) represents a Weibull cumulative function with parameters chosen to match a Gaussian cumulative probability function at the 50 % and 16 % probability of flashover and to truncate the distribution at $U_{50} - NZ$ (see annex C).

$$P(U) = 1 - 0{,}5^{\left(1 + \frac{x}{N}\right)^{\gamma}} \qquad (5)$$

where

$x = (U - U_{50}) / Z$

x being the number of conventional deviations corresponding to U, and

N being the number of conventional deviations corresponding to the truncation voltage U_0 for which $P(U_0) = 0$.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour un écart type sur la fonction de répartition de Gauss (pour $x = -1$), l'équation (5) doit donner $P(U) = 0,16$. Si l'on choisit $N = 4$, on doit prendre pour γ la valeur 4,83 dans l'équation (5). Arrondir cette valeur à $\gamma = 5$ n'entraîne pas d'erreur appréciable, ce qui permet de définir dans ce guide la fonction modifiée de Weibull par l'équation (6).

$$P(U) = 1 - 0,5^{\left(1 + \frac{x}{4}\right)^5} \qquad (6)$$

La figure 4 représente cette fonction modifiée de Weibull avec la fonction gaussienne à laquelle elle correspond. La figure 5 représente les mêmes répartitions avec des échelles gaussiennes.

Pour le calcul statistique du comportement prévisible en exploitation, il y a lieu d'utiliser des données du terrain ou provenant d'essais en laboratoire. En l'absence de telles données, on recommande d'utiliser dans les calculs statistiques les écarts types suivants qui résultent d'un grand nombre d'essais:

– pour les chocs de foudre: $Z = 0,03\ U_{50}$ (kV), et
– pour les chocs de manœuvre: $Z = 0,06\ U_{50}$ (kV)

L'influence des conditions atmosphériques (voir 3.1.3) est prise en compte dans les valeurs des écarts types ci-dessus.

Dans la CEI 71-1, le paramètre U_{10} (obtenu à partir de l'équation (5)) correspondant à la probabilité de tenue de 90 % est utilisé pour décrire la fonction de répartition de probabilité de tenue ainsi que l'écart type.

$$U_{10} = U_{50} - 1,3\ Z \qquad (7)$$

L'annexe C contient des informations détaillées sur les formules statistiques à appliquer dans le cas où un grand nombre d'isolations en parallèle subissent simultanément une contrainte.

L'annexe G donne des conseils sur la détermination de la tenue diélectrique de l'isolation dans l'air pour les différentes catégories de surtensions.

3.2 *Critère de performance*

D'après la définition 3.22 de la CEI 71-1, le critère de performance d'une isolation en service est le taux de défaillance admissible (R_a).

La performance de l'isolement d'un réseau est jugée sur la base du nombre de défaillances en service. Les défauts peuvent avoir des conséquences différentes selon l'endroit du réseau où ils se produisent. Par exemple, dans un réseau maillé, un défaut en ligne permanent ou le réenclenchement non réussi d'un disjoncteur de ligne en raison de surtensions à front lent ne sont pas aussi graves qu'un défaut sur un jeu de barre ou que des défauts équivalents sur un réseau radial. Par conséquent, le taux de défaillance admissible dans un réseau peut varier d'un point à un autre, selon les conséquences que peut avoir un défaut en chacun de ces points.

Les statistiques de défaut concernant les réseaux en service et les projets de conception tenant compte de ces statistiques fournissent des exemples de taux de défaillance admissibles. Pour le matériel, les taux R_a habituels de défaillances dues à des surtensions se situent entre 0,001/an et 0,004/an en fonction du temps de réparation. Pour les lignes aériennes, les taux de défaillances admissibles dues à la foudre varient entre 0,1/100 km/an et 20/100 km/an (la valeur haute correspondant aux lignes de distribution). Les chiffres correspondants pour les taux de défaillances admissibles dues aux surtensions de manœuvre se situent entre 0,01 et 0,001 par manœuvre. Les valeurs pour des taux de défaillances admissibles devraient se situer dans ces ordres de grandeur.

--`,,`,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

At one conventional deviation of the Gaussian probability distribution (at $x = -1$) $P(U) = 0{,}16$ in equation (5). If $N = 4$ is chosen, then the exact value of γ must be 4,83 in equation (5). Approximating this value to $\gamma = 5$ does not result in any appreciable errors so that the modified Weibull distribution proposed in this guide is described in equation (6).

$$P(U) = 1 - 0{,}5^{\left(1 + \frac{x}{4}\right)^5} \qquad (6)$$

Figure 4 illustrates this modified Weibull distribution together with the Gaussian distribution to which it is matched. Figure 5 shows the same distributions on Gaussian probability scales.

For statistical calculations of expected performance in the field, use should be made of detailed data obtained from field or laboratory tests. In the absence of such data the following values for the conventional deviation derived from a large number of test results are recommended for statistical calculations:

- for lightning impulses: $Z = 0{,}03\ U_{50}$ (kV), and
- for switching impulses: $Z = 0{,}06\ U_{50}$ (kV)

The influence of weather conditions (refer to 3.1.3) is included in the values of derived deviations given above.

In IEC 71-1 the parameter U_{10} (obtained from equation (5)) corresponding to the withstand probability 90 % is used to describe the withstand probability distribution together with the deviation:

$$U_{10} = U_{50} - 1{,}3\ Z \qquad (7)$$

Annex C contains detailed information and statistical formulae to be applied in the context of many identical insulations in parallel being simultaneously stressed.

Annex G contains guidance on the determination of the breakdown strength of air insulation under the different classification of overvoltage.

3.2 *Performance criterion*

According to definition 3.22 of IEC 71-1, the performance criterion to be required from the insulation in service is the acceptable failure rate (R_a).

The performance of the insulation in a system is judged on the basis of the number of insulation failures during service. Faults in different parts of the network can have different consequences. For example, in a meshed system a permanent line fault or an unsuccessful reclosure due to slow-front surges is not as severe as a busbar fault or corresponding faults in a radial network. Therefore, acceptable failure rates in a network can vary from point to point depending on the consequences of a failure at each of these points.

Examples for acceptable failure rates can be drawn from fault statistics covering the existing systems and from design projects where statistics have been taken into account. For apparatus, acceptable failure rates R_a due to overvoltages are in the range of 0,001/year up to 0,004/year depending on the repair times. For overhead lines acceptable failure rates due to lightning vary in the range of 0,1/100 km/year up to 20/100 km/year (the greatest number being for distribution lines). Corresponding figures for acceptable failure rates due to switching overvoltages lie in the range 0,01 to 0,001 per operation. Values for acceptable failure rates should be in these orders of magnitude.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.3 *Procédures de coordination de l'isolement*

La détermination des tensions de tenue de coordination consiste à déterminer les plus faibles valeurs des tensions tenues par l'isolation, qui satisfont au critère de performance, lorsque ces isolations sont soumises aux surtensions représentatives dans les conditions de service.

Il existe deux méthodes de coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions transitoires: l'une est déterministe et l'autre est statistique. Cependant, de nombreuses procédures appliquées résultent d'une combinaison des deux méthodes. Par exemple, certains facteurs utilisés dans la méthode déterministe ont été établis à partir de considérations statistiques et certaines variations statistiques ont été négligées dans les méthodes statistiques.

Méthode déterministe

La méthode déterministe s'utilise généralement lorsqu'on ne dispose pas d'informations statistiques provenant d'essais concernant le taux de défauts éventuels que l'on peut prévoir sur le matériel en exploitation.

Dans la méthode déterministe,

– quand l'isolation est caractérisée par sa tension de tenue conventionnelle présumée (P_w = 100 %), celle-ci est choisie égale à la tension de tenue de coordination, obtenue en multipliant la surtension représentative (maximum présumé) par un facteur de coordination K_c, prenant en compte les incertitudes liées aux deux valeurs (la tension de tenue présumée et la tension représentative);

– quand l'isolation est caractérisée par une tension de tenue statistique (P_w = 90 %), telle une isolation externe, K_c prend en compte également la différence entre cette tension et la tension de tenue présumée.

Avec cette méthode, on ne fait pas référence au taux de défaillance éventuel du matériel en service.

Exemples types:

– coordination de l'isolement des isolations internes contre les surtensions à front lent, en cas de protection par parafoudres ;

– protection par parafoudres contre les surtensions de foudre pour les matériels connectés à des lignes aériennes, pour lesquels on dispose d'une expérience avec un matériel analogue.

Méthode statistique

La méthode statistique est fondée sur la fréquence d'occurrence d'une cause donnée, la distribution de probabilité des surtensions relative à cette cause et la probabilité d'amorçage de l'isolation. On peut également déterminer le risque de défaillance en combinant simultanément, au coup par coup, les probabilités de décharge et de surtension qui prennent en compte la nature statistique des surtensions et des décharges par des procédures adaptées, par exemple en utilisant les méthodes de Monte-Carlo.

On peut obtenir le taux d'indisponibilité du réseau suite à des défaillances de l'isolement en répétant les calculs pour différents types d'isolations et différentes configurations du réseau.

Ainsi, l'application de la méthode statistique de coordination de l'isolement permet d'estimer directement la fréquence des défaillances en fonction des paramètres de conception du réseau considéré. En principe, on pourrait même aller jusqu'à l'optimisation de l'isolement, s'il était possible de relier les coûts de l'indisponibilité aux différents types de défauts. Dans la pratique, cela est très délicat à réaliser en raison de la difficulté d'évaluer les conséquences d'un même défaut d'isolation dans différentes configurations d'exploitation du réseau et à cause de l'incertitude concernant le coût de l'énergie non fournie. Par conséquent, il est généralement préférable de surdimensionner légèrement l'isolation du réseau plutôt que de l'optimiser. Le choix de la conception est alors réalisé en comparant les risques associés aux différentes solutions.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.3 *Insulation co-ordination procedures*

The determination of the co-ordination withstand voltages consists of determining the lowest values of the withstand voltages of the insulation meeting the performance criterion when subjected to the representative overvoltages under service conditions.

Two methods for co-ordination of insulation to transient overvoltages are in use: a deterministic and a statistical method. Many of the applied procedures, however, are a mixture of both methods. For example, some factors used in the deterministic method have been derived from statistical considerations or some statistical variations have been neglected in statistical methods.

Deterministic method

The deterministic method is normally applied when no statistical information obtained by testing is available on possible failure rates of the equipment to be expected in service.

With the deterministic method,

– when the insulation is characterized by its conventional assumed withstand voltage (P_W = 100 %), the withstand value is selected equal to the co-ordination withstand voltage obtained by multiplying the representative overvoltage (an assumed maximum) by a co-ordination factor K_c, accounting for the effect of the uncertainties in the assumptions for the two values (the assumed withstand voltage and the representative overvoltage);

– when, as for external insulation, the insulation is characterized by the statistical withstand voltage (P_W = 90 %), K_c should account also for the difference between this voltage and the assumed withstand voltage.

With this method, no reference is made to possible failure rates of the equipment in service.

Typical examples are:

– insulation co-ordination of internal insulations against slow-front overvoltages, when the insulation is protected by surge arresters;

– surge arrester protection against lightning overvoltages for equipment connected to overhead lines, for which experience with similar equipment is available.

Statistical method

The statistical method is based on the frequency of occurrence of a specific origin, the overvoltage probability distribution belonging to this origin and the discharge probability of the insulation. Alternatively, the risk of failure may be determined combining overvoltage and discharge probability calculations simultaneously, shot by shot, taking into account the statistical nature of overvoltages and discharge by suitable procedures, e.g. using Monte Carlo methods.

By repeating the calculations for different types of insulations and for different states of the network the total outage rate of the system due to the insulation failures can be obtained.

Hence, the application of the statistical insulation co-ordination gives the possibility to estimate the failure frequency directly as a function of the selected system design factors. In principle, even the optimization of the insulation could be possible, if outage costs could be related to the different types of faults. In practice, this is very difficult due to the difficulty to evaluate the consequences of even insulation faults in different operation states of the network and due to the uncertainty of the cost of the undelivered energy. Therefore it is usually better to slightly overdimension the insulation system rather than optimize it. The design of the insulation system is then based on the comparison of the risks corresponding to the different alternative designs.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.3.1 *Coordination de l'isolement pour la tension (à fréquence industrielle) permanente et pour les surtensions temporaires*

La tension de tenue de coordination pour la tension (à fréquence industrielle) permanente est égale à la tension la plus élevée du réseau, pour l'isolation entre phases, et à cette tension divisée par $\sqrt{3}$ pour les isolations phase-terre (c'est-à-dire équivalente à la valeur maximale présumée des tensions représentatives données en 2.3.1) sur une période égale à la durée de vie du matériel.

Avec la méthode déterministe, la tension de tenue de coordination de courte durée est égale à la surtension temporaire représentative. Si l'on adopte une procédure statistique et si la surtension temporaire représentative est donnée par une caractéristique de distribution de fréquence amplitude/durée (voir 2.3.2), on définira l'isolement qui correspond au critère de performance et l'amplitude de la tension de tenue de coordination par la tension correspondant à une durée de 1 min sur la caractéristique amplitude/tension de la tenue de l'isolation.

3.3.1.1 *Pollution*

En cas de pollution, la réaction de l'isolation externe à des tensions à fréquence industrielle devient importante et peut conditionner sa conception. L'amorçage de l'isolation se produit généralement lorsque la surface est polluée et humidifiée par une pluie légère, la neige, une rosée ou un brouillard sans effet de lavage notable.

A des fins de normalisation, quatre niveaux qualitatifs de pollution sont spécifiés. Le tableau 1 donne pour chacun de ces niveaux de pollution une description de certains environnements caractéristiques correspondants. Les isolateurs doivent supporter la tension la plus élevée du réseau dans des conditions de pollution permanentes avec un risque d'amorçage admissible. Les tensions de tenue de coordination sont prises égales aux surtensions représentatives et le critère de performance est respecté grâce au choix pertinent d'une tenue à la pollution adaptée au niveau de pollution du site. Par conséquent, la tension de tenue de coordination à la fréquence industrielle sur une longue durée doit correspondre à la tension la plus élevée du réseau pour les isolateurs entre phases et à cette valeur divisée par $\sqrt{3}$ pour les isolateurs phase-terre.

Le niveau de pollution d'une zone donnée peut être estimé à partir du tableau 1. Pour une évaluation quantitative du niveau de pollution du site, des informations sont disponibles dans la CEI 815.

En fonction du type d'isolateur utilisé, et parfois de l'orientation d'un même type d'isolateur, la pollution peut s'accumuler plus ou moins vite dans un même environnement. Pour un même degré de pollution, ces différentes configurations peuvent avoir des caractéristiques d'amorçage différentes. De plus, selon la nature des polluants, certaines formes d'isolateurs peuvent se révéler plus efficaces que d'autres. Par conséquent, pour les besoins de la coordination, il convient d'évaluer la sévérité de la pollution pour chaque type d'isolateur susceptible d'être utilisé.

Dans le cas de sites à degré élevé de pollution, on peut envisager d'atténuer cette pollution par lavage ou application d'un revêtement à base de graisse.

A titre d'information, le tableau 1 inclut les lignes de fuite spécifiques nécessaires à la tenue pour les quatre catégories de pollution, bien que ces valeurs concernent davantage la conception de l'isolation que la coordination de l'isolement. Par ailleurs, la CEI 507 relie à chaque niveau de pollution du tableau 1 une gamme de sévérité de pollution qui doit être tenue lors d'essais sous pollution artificielle. La définition des exigences d'essais pour vérifier la tenue des isolateurs dans des conditions de pollution reste du domaine des comités de produits.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.3.1 *Insulation co-ordination procedures for continuous (power-frequency) voltage and temporary overvoltage*

The co-ordination withstand voltage for the continuous (power-frequency) voltage is equal to the highest system voltage for phase-to-phase and this voltage divided by $\sqrt{3}$ for phase-to-earth insulations (i.e. equal to the assumed maximum value for the representative voltages given in 2.3.1) with a duration equal to the service life.

With the deterministic method, the co-ordination short-duration withstand voltage is equal to the representative temporary overvoltage. When a statistical procedure is adopted and the representative temporary overvoltage is given by an amplitude/duration distribution frequency characteristic (see 2.3.2), the insulation that meets the performance criterion shall be determined, and the amplitude of the co-ordination withstand voltage shall be equal to that corresponding to the duration of 1 min on the amplitude/duration withstand characteristic of the insulation.

3.3.1.1 *Pollution*

When contamination is present the response of external insulation to power-frequency voltages becomes important and may dictate external insulation design. Flashover of insulation generally occurs when the surface is contaminated and becomes wet due to light rain, snow, dew or fog without a significant washing effect.

For standardization purposes, four qualitative levels of pollution are specified. Table 1 gives for each level of pollution a description of some typical corresponding environments. Insulators shall withstand the highest system voltage in polluted conditions continuously with an acceptable risk of flashover. The co-ordination withstand voltages are taken equal to the representative overvoltages and the performance criterion is satisfied choosing a suitable withstand severity of pollution in relation to the site severity. Therefore, the long-duration power-frequency co-ordination withstand voltage shall correspond to the highest system voltage for phase-to-phase insulators and this value divided by $\sqrt{3}$ for phase-to-earth insulators.

An estimate of the pollution level for any specific area may be made according to table 1. For a quantitative evaluation of the site pollution level by measurement, information is available in IEC 815.

Different types of insulator and even different orientations of the same insulator type may accumulate pollution at different rates in the same environment. Further, for the same degree of pollution they may exhibit different flashover characteristics. In addition, variations in the nature of the pollutant may make some shapes of insulator more effective than others. Therefore, for co-ordination purposes, a pollution severity measure should be determined for each type of insulator to be used.

In the case of sites with a high degree of pollution, greasing or washing the insulating surfaces may be considered.

For information, table 1 includes specific creepage distances necessary to withstand the pollution of the four classes, although these distances are more related to insulation design than to insulation co-ordination. Furthermore, IEC 507 correlates to each pollution level of table 1 a range of withstand pollution severities to be undertaken for artificial pollution tests. It remains the domain of the product committees to define testing requirements to verify the withstand of insulators under pollution conditions.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau 1 – Lignes de fuite recommandées

Niveau de pollution	Exemples d'environnements caractéristiques	Ligne de fuite nominale spécifique minimale mm/kV [1)]
I Faible	– Zones sans industries et avec faible densité d'habitations équipées d'installations de chauffage – Zones à faible densité d'industries ou d'habitations mais soumises fréquemment aux vents et/ou aux pluies – Régions agricoles [2)] – Régions montagneuses Toutes ces zones doivent être situées à des distances d'au moins 10 km à 20 km de la mer et ne doivent pas être exposées aux vents venant directement de la mer [3)]	16,0
II Moyen	– Zones avec industries ne produisant pas de fumées particulièrement polluantes et/ou avec une densité moyenne d'habitations équipées d'installations de chauffage – Zones à forte densité d'habitations et/ou d'industries mais soumises fréquemment aux vents et/ou à des chutes de pluies – Zones exposées au vent de mer, mais pas trop proches de la côte (distantes d'au moins quelques kilomètres)[3)]	20,0
III Fort	– Zones à forte densité d'industries et banlieues de grandes villes à forte densité d'installations de chauffage polluantes – Zones situées près de la mer, ou en tout cas exposées à des vents relativement forts venant de la mer[3)]	25,0
IV Très fort	– Zones généralement peu étendues, soumises à des poussières conductrices et à des fumées industrielles produisant des dépôts conducteurs particulièrement épais – Zones généralement peu étendues, très proches de la côte et exposées aux embruns ou aux vents très forts et polluants venant de la mer – Zones désertiques caractérisées par de longues périodes sans pluies, exposées aux vents forts transportant du sable et du sel et soumises à une condensation régulière	31,0

NOTE – Ce tableau ne doit être appliqué qu'à des isolateurs en verre ou en porcelaine et ne prend pas en compte certains cas d'environnement tels que la neige et la glace sous forte pollution, la forte pluie, les zones arides, etc.

1) D'après la CEI 815, la ligne de fuite minimale des isolateurs entre phase et terre correspond à la tension la plus élevée pour le réseau (entre phases).

2) L'utilisation d'engrais répandus par pulvérisation ou le brûlage des terres moissonnées peuvent conduire à un niveau de pollution plus élevé à cause de la dispersion par le vent.

3) Les distances au rivage dépendent de la topographie de la zone côtière et des conditions extrêmes de vent.

3.3.2 *Coordination de l'isolement pour les surtensions à front lent*

3.3.2.1 *Méthode déterministe*

Cette méthode consiste à déterminer la tension maximale à laquelle est soumise un matériel et ensuite à choisir la rigidité diélectrique minimale de ce matériel avec une marge qui prendra en compte les incertitudes inhérentes à la détermination de ces valeurs. On obtient la tension de tenue de coordination en multipliant la valeur maximale présumée de la surtension représentative correspondante par le facteur de coordination déterministe K_{cd}.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table 1 – Recommended creepage distances

Pollution level	Examples of typical environments	Minimum nominal specific creepage distance mm/kV [1)]
I Light	– Areas without industries and with low density of houses equipped with heating plants – Areas with low density of industries or houses but subjected to frequent winds and/or rainfall – Agriculture areas[2)] – Mountainous areas – All these areas shall be situated at least 10 km to 20 km from the sea and shall not be exposed to winds directly from the sea[3)]	16,0
II Medium	– Areas with industries not producing particularly polluting smoke and/or with average density of houses equipped with heating plants – Areas with high density of houses and/or industries but subjected to frequent winds and/or rainfall – Areas exposed to wind from the sea but not too close to coasts (at least several kilometres distant)[3)]	20,0
III Heavy	– Areas with high density of industries and suburbs of large cities with high density of heating plants producing pollution – Areas close to the sea or in any case exposed to relatively strong winds from the sea[3)]	25,0
IV Very heavy	– Areas generally of moderate extent, subjected to conductive dusts and to industrial smoke producing particularly thick conductive deposits – Areas generally of moderate extent, very close to the coast and exposed to sea-spray or to very strong and polluting winds from the sea – Desert areas, characterized by no rain for long periods, exposed to strong winds carrying sand and salt, and subjected to regular condensation	31,0

NOTE – This table should be applied only to glass or porcelain insulation and does not cover some environmental situations such as snow and ice in heavy pollution, heavy rain, arid areas, etc.

1) According to IEC 815, minimum creepage distance of insulators between phase and earth related to the highest system voltage (phase-to-phase).

2) Use of fertilizers by spraying, or the burning of crop residues can lead to a higher pollution level due to dispersal by wind.

3) Distances from sea coast depend on the topography of the coastal area and on the extreme wind conditions.

3.3.2 *Insulation co-ordination procedures for slow-front overvoltages*

3.3.2.1 *Deterministic method*

The deterministic method involves determining the maximum voltage stressing the equipment and then choosing the minimum dielectric strength of this equipment with a margin that will cover the uncertainties inherent in the determination of these values. The co-ordination withstand voltage is obtained by multiplying the assumed maximum value of the corresponding representative overvoltage by the deterministic co-ordination factor K_{cd}.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour les matériels protégés par des parafoudres, la surtension maximale présumée est égale au niveau U_{ps} de protection du parafoudre contre les surtensions de manœuvre. Cependant, dans ces cas-là, il peut y avoir une brutale rupture de pente dans la fonction de répartition des surtensions. Cette rupture de pente est d'autant plus prononcée que le niveau de protection est bas comparé aux amplitudes de surtensions à front lent prévisibles. De petites variations de la tenue de l'isolation (ou dans la valeur du niveau de protection des parafoudres) peuvent alors avoir un grand impact sur le risque de défaillance [4]. Pour tenir compte de cet effet, on propose de déterminer le facteur de coordination déterministe K_{cd} en fonction du rapport entre le niveau de protection du parafoudre en onde de manœuvre U_{ps} et la valeur 2 % des surtensions prévisibles phase-terre U_{e2}. La figure 6 donne cette relation.

Pour les matériels non protégés par des parafoudres, la surtension maximale présumée est égale à la valeur de troncature (U_{et} ou U_{pt}) d'après 2.3.3.1 et le facteur de coordination déterministe est K_{cd} = 1.

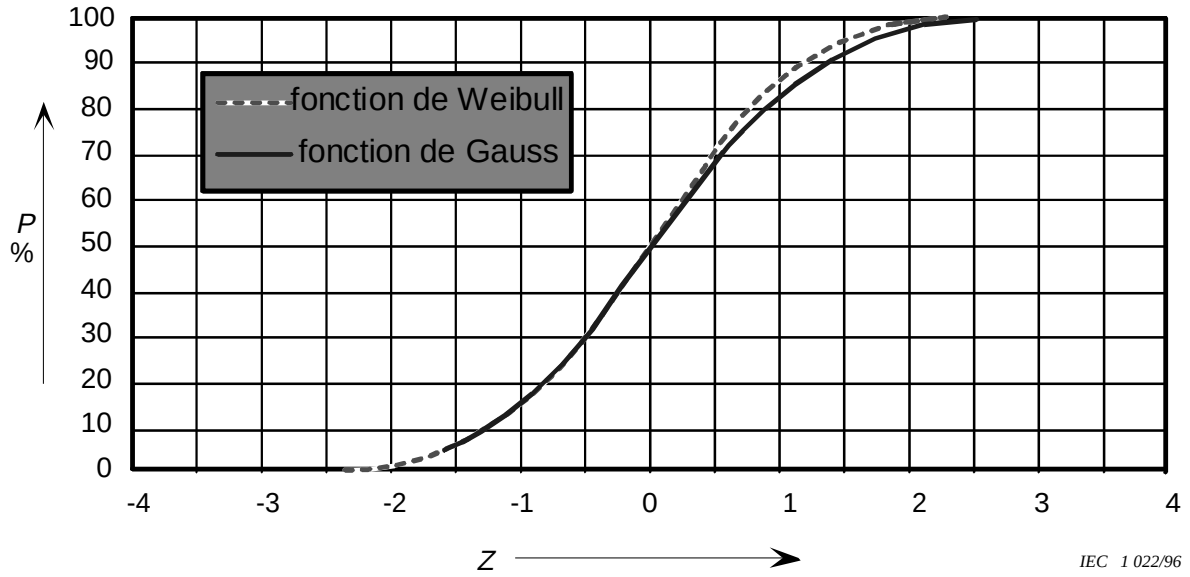


Figure 4 – Probabilité de décharge disruptive d'une isolation autorégénératrice sur une échelle linéaire

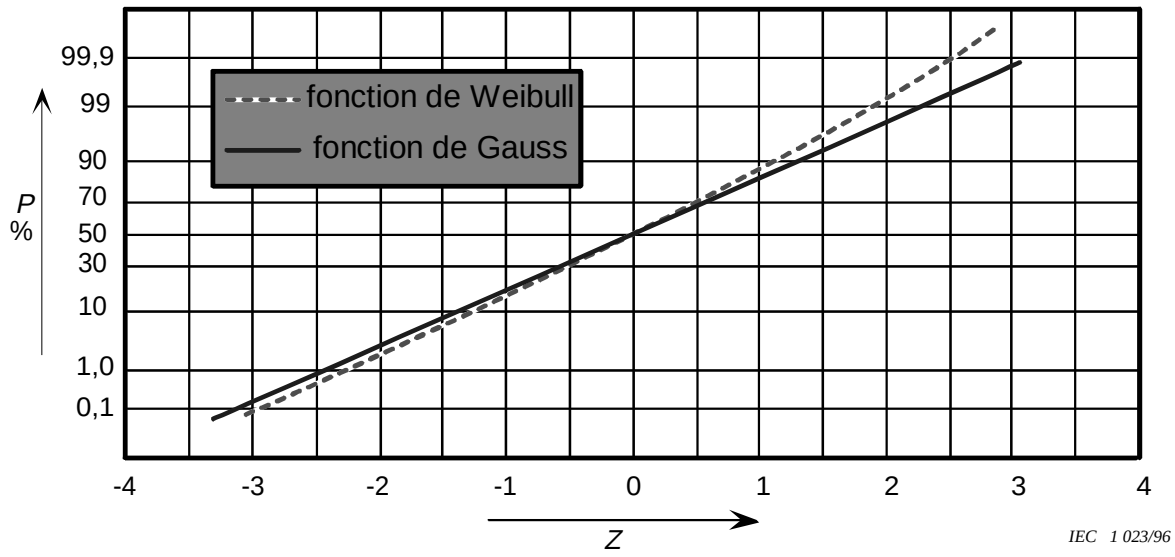


Figure 5 – Probabilité de décharge disruptive d'une isolation autorégénératrice sur une échelle gaussienne

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For equipment protected by surge arresters the assumed maximum overvoltage is equal to the switching impulse protective level U_{ps} of the arrester. However, in such cases, a severe skewing in the statistical distribution of overvoltages may take place. This skew is the more pronounced the lower the protective level as compared to the amplitudes of the prospective slow-front overvoltages so that small variations of the insulation withstand strength (or in the value of the arrester protective level) can have a large impact on the risk of failure [4]. To cover this effect, it is proposed to evaluate the deterministic co-ordination factor K_{cd} dependent on the relation of the surge arrester switching impulse protective level U_{ps} to the 2 % value of the phase-to-earth prospective overvoltages U_{e2}. Figure 6 establishes this dependence.

For equipment not protected by surge arresters, the assumed maximum overvoltage is equal to the truncation value (U_{et} or U_{pt}) according to 2.3.3.1 and the deterministic co-ordination factor is K_{cd} = 1.

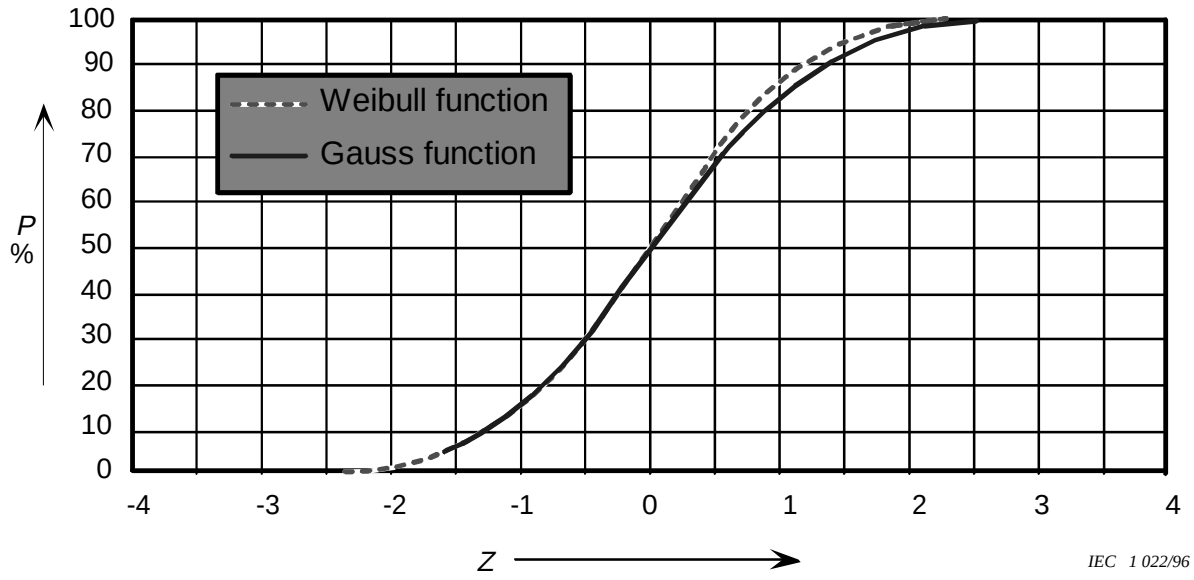


Figure 4 – Distributive discharge probability of self-restoring insulation described on a linear scale

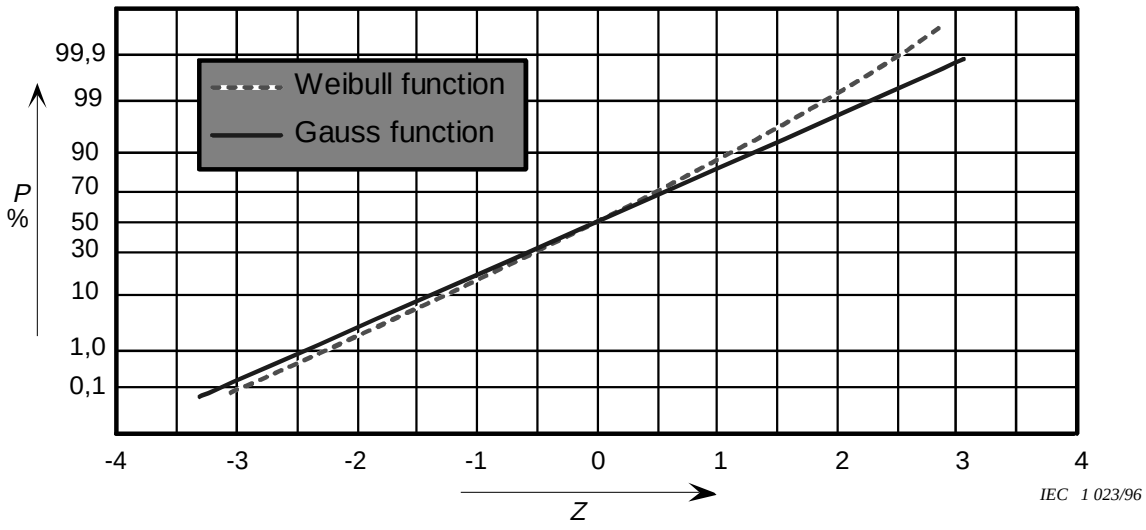
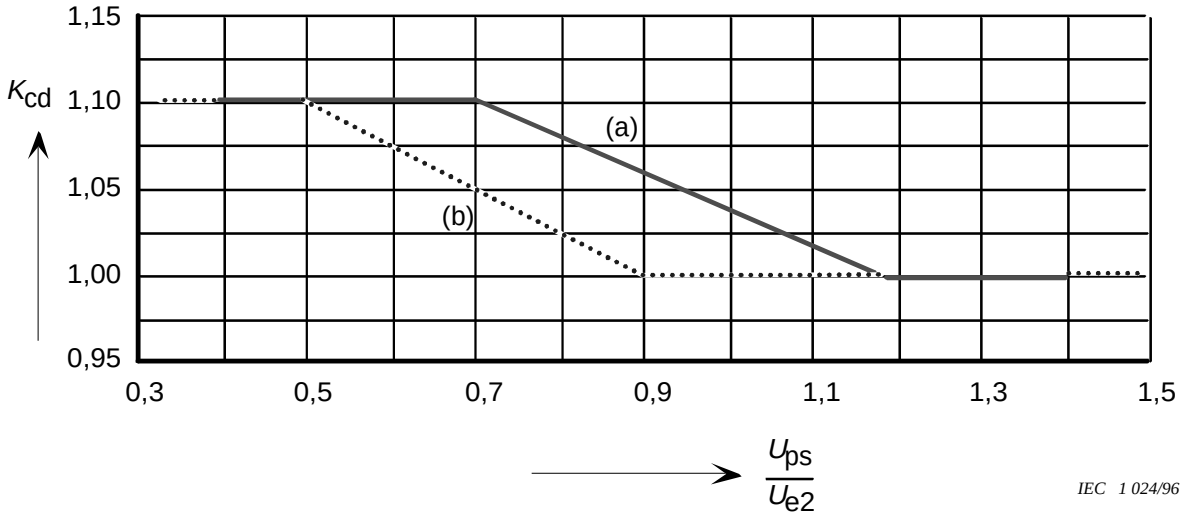


Figure 5 – Disruptive discharge probability of self-restoring insulation described on a Gaussian scale

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a): facteur de coordination à appliquer au niveau de protection du parafoudre pour obtenir la tension de tenue de coordination entre phase et terre (applicable aussi à l'isolation longitudinale);

b): facteur de coordination à appliquer au double du niveau de protection du parafoudre pour obtenir la tension de tenue de coordination entre phases.

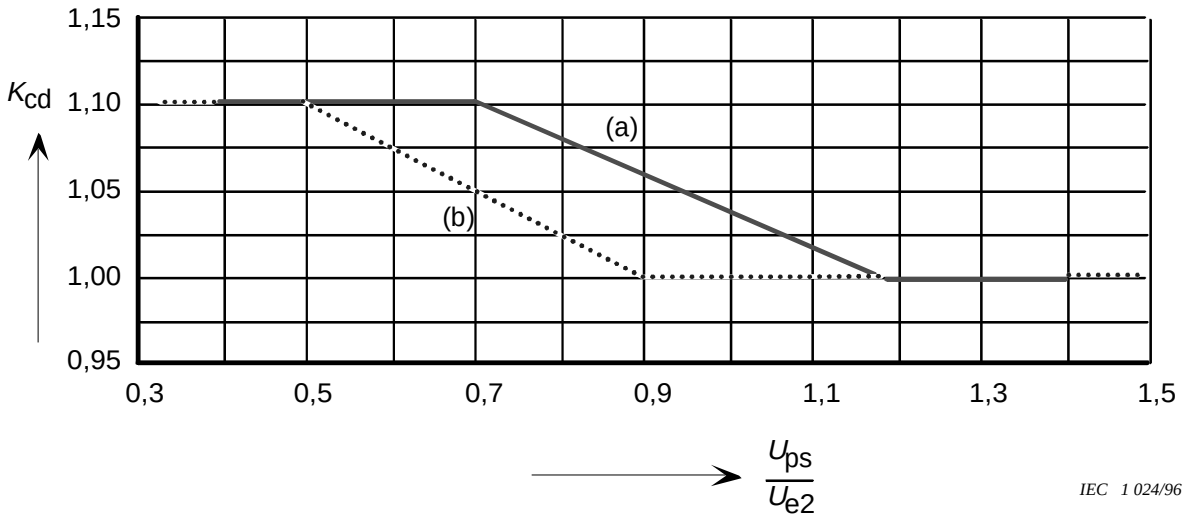
Figure 6 – Evaluation du facteur de coordination déterministe K_{cd}

3.3.2.2 *Méthode statistique (et risque de défaillance correspondant)*

Pour appliquer la méthode statistique, il est d'abord nécessaire de fixer un risque de défaut acceptable, comme indiqué en 3.2, en s'appuyant sur une analyse technique et économique et sur l'expérience acquise en service.

Le risque de défaillance donne la probabilité de défaut sur une isolation. Le taux de défaillance est exprimé par la fréquence moyenne présumée de défauts sur une isolation (par exemple, le nombre de défauts annuel), défauts liés à des événements entraînant des contraintes de surtension. Pour évaluer ce taux, il convient d'étudier les événements entraînant ces surtensions ainsi que leur nombre. Heureusement, les types d'événement significatifs pour la conception des isolations sont peu nombreux, de sorte que cette méthode est applicable.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a): coordination factor applied to the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-earth (applies also to longitudinal insulation);

b): co-ordination factor applied to twice the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-phase.

Figure 6 – Evaluation of deterministic co-ordination factor K_{cd}

3.3.2.2 *Statistical method (and corresponding risk of failure)*

In applying the statistical method, it is first necessary to establish an acceptable risk of failure, as described in 3.2, based on technical and economic analysis and service experience.

The risk of failure gives the probability of insulation failure. The failure rate is expressed in terms of the expected average frequency of failures of the insulation (e.g. the number of failures per year) as a result of events causing overvoltage stresses. To evaluate this rate, the events giving rise to these overvoltages and their number have to be studied. Fortunately, the types of events that are significant in insulation design are sufficiently few in number to make the method practical.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

La méthode statistique recommandée dans ce guide est basée sur la valeur crête des ondes de surtension. La distribution statistique des surtensions entre phase et terre pour un événement particulier est déterminée à partir des hypothèses suivantes:

– on ne tient pas compte des valeurs de crête autres que la valeur la plus élevée d'une surtension donnée;

– la forme d'onde correspondant à la valeur de crête la plus élevée est prise égale à celle de l'onde de manœuvre normalisée;

– les crêtes de surtensions les plus élevées sont considérées comme présentant toutes la même polarité, à savoir la plus sévère du point de vue de l'isolation.

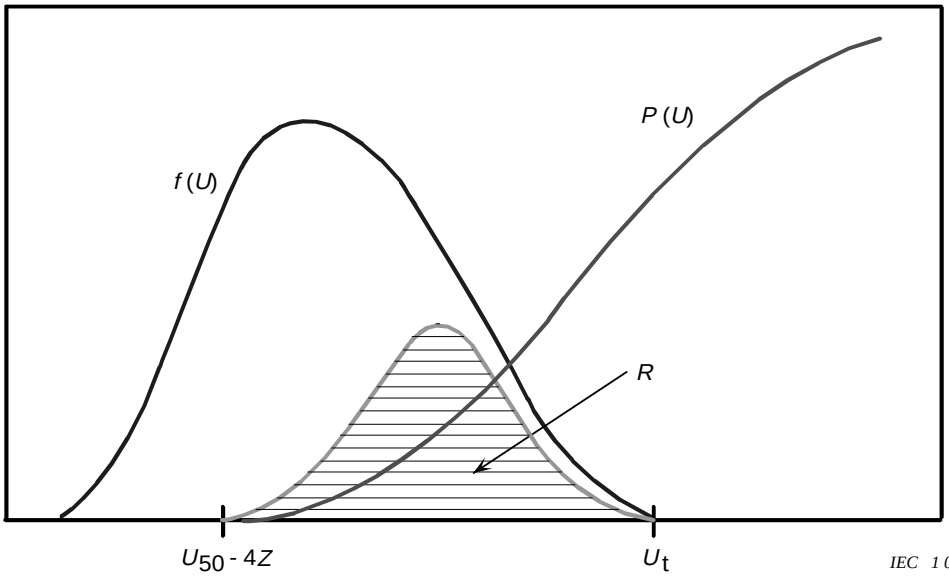
Une fois obtenues la distribution statistique des surtensions et la fonction de répartition des probabilités d'amorçage de l'isolation, le risque de défaillance de l'isolation entre phase et terre peut être calculé comme suit:

$$R = \int_0^{\infty} f(U) \times P(U)\, dU \qquad (8)$$

où

$f(U)$ est la densité de probabilité des surtensions;

$P(U)$ est la probabilité d'amorçage de l'isolation en cas de choc de valeur U (voir figure 7).



$$R = \int_{U_{50\,-\,4\,Z}}^{U_t} f(U) \times P(U)\, dU$$

$f(U)$ = densité de probabilité d'occurrence d'une surtension décrite par une fonction de Gauss tronquée ou une fonction de Weibull

$P(U)$ = probabilité d'amorçage de l'isolation décrite par une fonction de Weibull modifiée

U_t = valeur de troncature de la probabilité de distribution des surtensions

$U_{50} - 4Z$ = valeur de troncature de la probabilité de distribution d'amorçage

Figure 7 – Evaluation du risque de défaillance

S'il se produit plus d'une crête indépendante, on peut calculer le risque total pour une phase en prenant en compte le risque de défaillance de toutes les crêtes. Par exemple, si un choc de manœuvre sur une phase donnée comporte trois crêtes positives entraînant des risques de défaillance R_1, R_2 et R_3, le risque de défaillance phase-terre en cas de manœuvre est:

$$R = 1 - (1 - R_1)\,(1 - R_2)\,(1 - R_3) \qquad (9)$$

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The statistical method recommended in this guide is based on peak value of the surges. The frequency distribution of overvoltages between phase and earth for a particular event is determined from the following assumptions:

– peaks other than the highest one in the shape of any given overvoltage are disregarded;

– the shape of the highest peak is taken to be identical to that of the standard switching impulse;

– the highest overvoltage peaks are taken to be all of the same polarity, namely the most severe for the insulation.

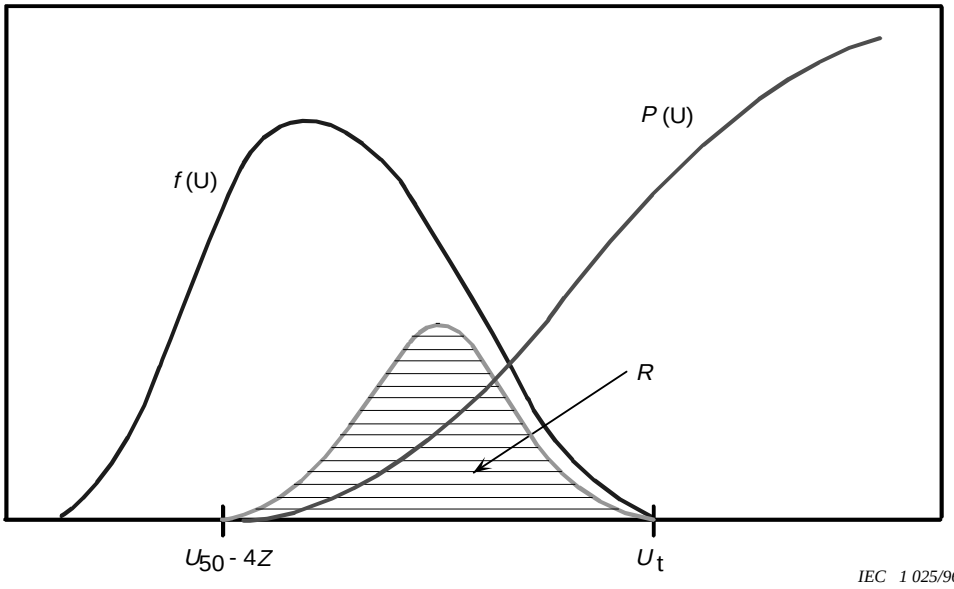
Once the frequency distribution of the overvoltages and the corresponding breakdown probability distribution of the insulation are given, the risk of failure of the insulation between phase and earth can be calculated as follows:

$$R = \int_0^{\infty} f(U) \times P(U) dU \qquad (8)$$

where

$f(U)$ is the probability density of overvoltages;

$P(U)$ is the probability of flashover of the insulation under an impulse of value U (see figure 7).



$$R = \int_{U_{50-4Z}}^{U_t} f(U) \times P(U)\, dU$$

$f(U)$ = probability density of overvoltage occurrence described by a truncated Gaussian or a Weibull function

$P(U)$ = discharge probability of insulation described by a modified Weibull function

U_t = truncation value of the overvoltage probability distribution

$U_{50} - 4Z$ = truncation value of the discharge probability distribution

Figure 7 – Evaluation of the risk of failure

If more than one independent peak occurs, the total risk for a phase can be calculated by taking into account the risk of failures for all peaks. For example, if a switching surge on a particular phase comprises three positive peaks leading to risks of failure R_1, R_2 and R_3, the phase-to-earth risk of failure for the switching operation is :

$$R = 1 - (1 - R_1)\,(1 - R_2)\,(1 - R_3) \qquad (9)$$

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Si la distribution des surtensions est basée sur la méthode valeur de crête par phase (voir 2.3.3.1), et si les isolations des trois phases sont identiques, le risque total de défaillance est:

$$R_{total} = 1 - (1 - R)^3 \quad (10)$$

Si l'on utilise la méthode valeur de crête par cas (voir 2.3.3.1), le risque total est $R_{total} = R$.

NOTE – Si l'une des polarités de surtension est notablement plus sévère que l'autre pour la tenue de l'isolation, les valeurs de risque peuvent être divisées par deux.

Les risques de défaillance pour les isolations phase-terre et entre phases peuvent être déterminés séparément selon cette méthode simple uniquement si la distance entre les deux isolations est suffisamment grande pour que l'amorçage à la terre et entre phases ne soit pas dû au même événement physique. Cela est valable pour le cas où les isolations phase-terre et entre phases n'ont aucune électrode commune. Si par contre elles ont une électrode commune, le risque de défaillance est généralement plus petit que s'il fait l'objet de calculs séparés [6].

Pour le cas important de l'application du modèle statistique à un grand nombre d'isolations identiques en parallèle, se reporter aux éléments détaillés dans l'annexe C.

Méthode statistique simplifiée pour les surtensions à front lent

La méthode statistique basée sur l'amplitude des chocs peut être simplifiée si l'on estime qu'il est possible de définir la distribution des surtensions et de la tenue de l'isolation par un point sur chacune des courbes correspondantes. La distribution des surtensions est identifiée par la surtension statistique, qui est la surtension ayant une probabilité de dépassement de 2 %. La distribution de la tenue de l'isolation est identifiée par la tension de tenue statistique, qui est la tension à laquelle l'isolation présente une probabilité de tenue de 90 %. Le facteur de coordination statistique (K_{cs}) est alors le rapport de la tension de tenue statistique à la surtension statistique.

La corrélation entre le facteur de coordination statistique et le risque de défaillance ne semble que très légèrement affectée par la modification des paramètres de la distribution des surtensions. Cela s'explique par le fait que la valeur à 2 % choisie comme probabilité de référence de la surtension se situe dans la partie de la distribution des surtensions qui contribue pour la plus large part au risque de défaillance dans la gamme de risque envisagée.

La figure 8 montre un exemple de la relation entre le risque de défaillance et le facteur de coordination statistique pour les méthodes valeur de crête par phase et valeur de crête par cas présentées dans l'annexe D, lorsque la loi de Gauss est appliquée pour la contrainte et la loi de Weibull modifiée est appliquée pour la tenue de l'isolation. Les courbes tiennent compte du fait que l'écart type est une fonction de la valeur de la surtension à 2 % telle qu'elle est donnée dans l'annexe D. Des variations extrêmes de l'écart type pour la tenue de l'isolation, une distribution de toute évidence non gaussienne des surtensions et, surtout, la forme de la surtension peuvent entraîner une erreur pouvant atteindre un ordre de grandeur. En revanche, les courbes montrent qu'une variation du risque d'un ordre de grandeur correspond à une variation de seulement 5 % de la tenue de l'isolement.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

If the overvoltage distribution is based on the phase-peak method (see 2.3.3.1), and the insulations in the three phases are the same, the total risk of failure is:

$$R_{total} = 1 - (1 - R)^3 \quad (10)$$

If the case-peak method (see 2.3.3.1) is used, the total risk is: $R_{total} = R$

NOTE – If one of the overvoltage polarities is substantially more severe for the insulation withstand, the risk values may be divided by two.

The risk of failure for the phase-to-earth and the phase-to-phase insulations can be determined separately in this simple way only if the distances between the two are large enough that the flashover to earth and between phases is not based on the same physical event. This is valid if the phase-to-earth and the phase-to-phase insulations have no common electrode. If they have a common electrode the risk of failure is usually smaller than that calculated separately [6].

For the important case of the application of the statistical method to many identical parallel insulations, see detailed discussion in annex C.

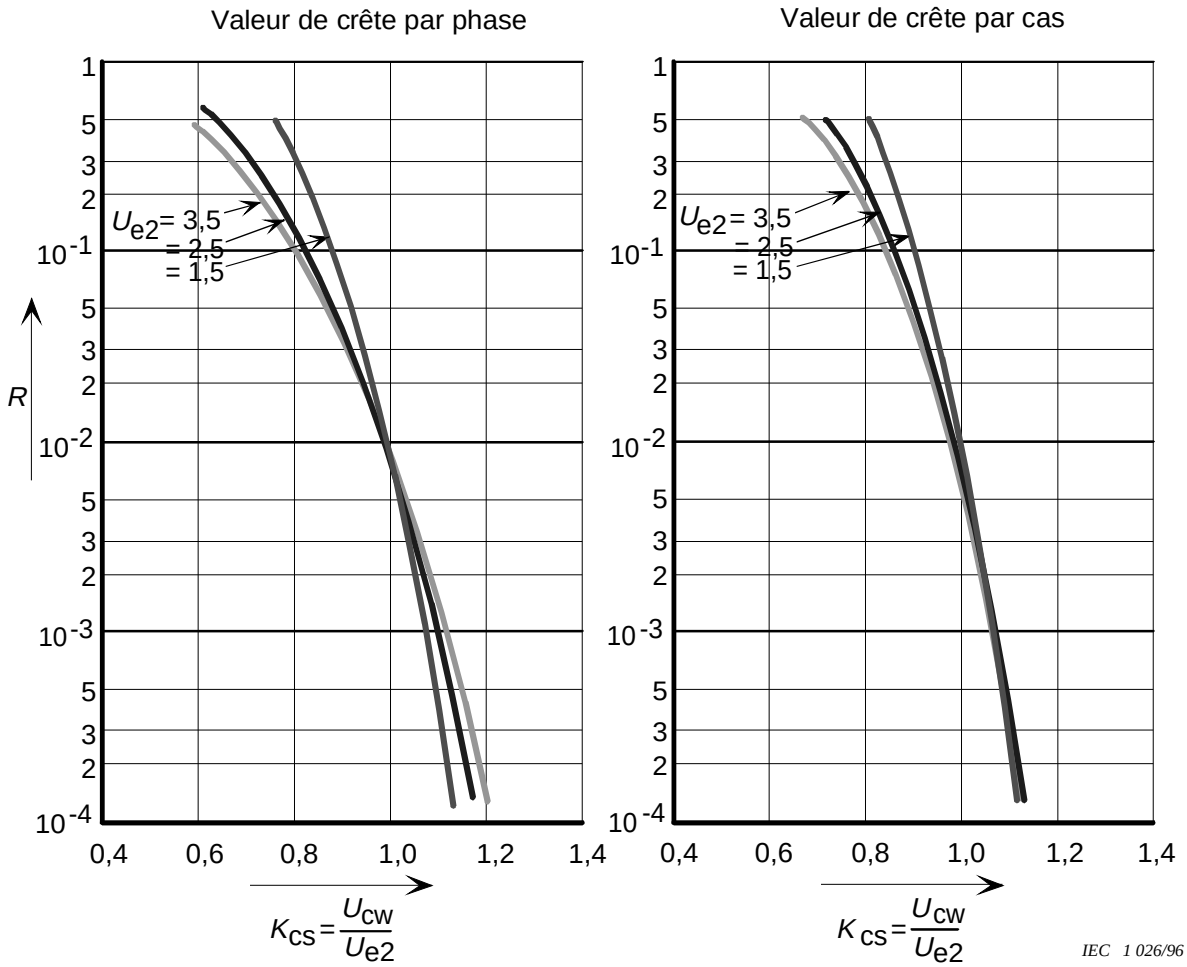
Simplified statistical method for slow-front overvoltages

The statistical method based on the amplitudes of the surges can be simplified if it is assumed that one can define the distributions of overvoltage and insulation strength by a point on each of these curves. The overvoltage distribution is identified by the statistical overvoltage, which is the overvoltage having a 2 % probability of being exceeded. The insulation strength distribution is identified by the statistical withstand voltage, which is the voltage at which the insulation exhibits a 90 % probability of withstand. The statistical co-ordination factor (K_{cs}) is then the ratio of the statistical withstand voltage to the statistical overvoltage.

The correlation between the statistical co-ordination factor and the risk of failure appears to be only slightly affected by changes in the parameters of the overvoltage distribution. This is due to the fact that the 2 % value chosen as a reference probability of the overvoltage falls in that part of the overvoltage distribution which gives the major contribution to the risk of failure in the range of risk considered.

Figure 8 shows an example of the relationship between the risk of failure and the statistical co-ordination factor for both the phase-peak and the case-peak methods outlined in annex D, when the Gaussian distribution is applied for the stress and the modified Weibull distribution is applied for the strength. The curves take into account the fact that the conventional deviation is a function of the 2 % overvoltage value as given in annex D. Extreme variations in the deviation of the insulation strength, markedly non-Gaussian distribution of overvoltage and, most of all, the shape of the overvoltage may cause the curve to be in error by as much as one order of magnitude. On the other hand, the curves show that a variation of one order of magnitude in the risk corresponds to only a 5 % variation in the electric strength.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



Paramètres des surtensions: voir 2.3.3.1 et annexe D

Paramètres de tenue: voir 3.1.4.

Figure 8 – Risque de défaillance de l'isolation externe pour les surtensions à front lent en fonction du facteur de coordination statistique K_{cs}

3.3.3 *Coordination de l'isolement pour les surtensions à front rapide*

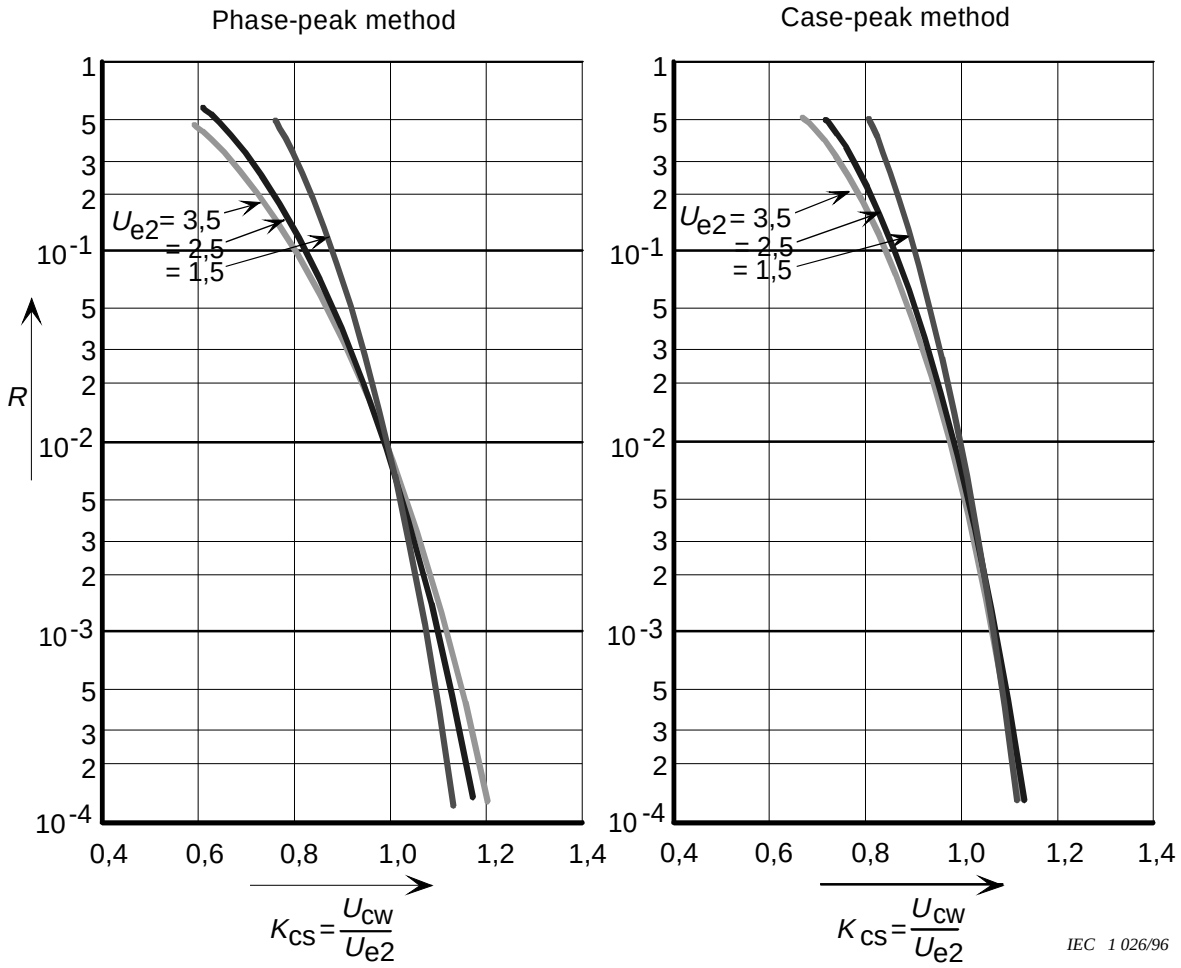
3.3.3.1 *Méthode déterministe*

Pour les surtensions de foudre à front rapide, le facteur de coordination déterministe K_{cd} = 1 est appliqué aux valeurs maximales présumées des surtensions. Cela est dû au fait que pour la foudre la surtension représentative inclut les effets probabilistes. Pour les surtensions de manœuvre à front rapide, les mêmes relations que pour les surtensions à front lent s'appliquent (voir 3.3.2.1).

3.3.3.2 *Méthode statistique*

La méthode statistique recommandée dans ce guide est basée sur la distribution de probabilité des surtensions de foudre représentatives (voir annexe F). Etant donné que la distribution de fréquence des surtensions est obtenue en divisant leur taux de retour par le nombre total de surtensions, et que la densité de probabilité $f(U)$ est la dérivée du résultat, le risque de défaillance est calculé à partir des procédures présentées en 3.3.2.2. Le taux de défaillance de l'isolation est égal au risque de défaillance multiplié par le nombre total de surtensions de foudre.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



Overvoltage parameters: see 2.3.3.1 and annex D

Strength parameters: see 3.1.4.

Figure 8 – Risk of failure of external insulation for slow-front overvoltages as a function of the statistical co-ordination factor K_{cs}

3.3.3 *Insulation co-ordination procedures for fast-front overvoltages*

3.3.3.1 *Deterministic method*

For fast-front lightning overvoltages, a deterministic co-ordination factor of K_{cd} = 1 is applied to the assumed maximum value of the overvoltages. This is because for lightning, the representative overvoltage includes probability effects. For fast-front switching overvoltages, the same relations apply as for slow-front overvoltages (see 3.3.2.1).

3.3.3.2 *Statistical method*

The statistical method recommended in this guide is based on the probability distribution of the representative lightning overvoltages (see annex F). As the frequency distribution of overvoltages is obtained by dividing their return rate by the total number of overvoltages and the probability density $f(U)$ is the derivative of the result, the risk of failure is calculated by the procedures already outlined in 3.3.2.2. The insulation failure rate is equal to the risk of failure multiplied by the total number of lightning overvoltages.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour l'isolation, interne la tension de tenue présumée a une probabilité de tenue de 100 % (voir la définition 3.23 de la CEI 71-1). La probabilité de tenue aux tensions supérieures est présumée être 0 %. Cela signifie que la tension de tenue de coordination est égale à l'amplitude de la surtension de foudre représentative ayant un taux de retour égal au taux de défaillance acceptable retenu.

NOTE – Les surtensions à front rapide dues à la foudre sont évaluées sans tenir compte de la tension instantanée à fréquence industrielle. Les contraintes combinées dues à l'inversion de polarité sont par conséquent négligées. Cela est admissible tant que l'amplitude de la tension à fréquence industrielle est faible par rapport à celle de la surtension à front rapide. Cela peut ne pas être prudent pour les matériels ayant une isolation interne huile-papier comme les transformateurs, dans la gamme II, et les plus fortes valeurs de U_m de la gamme I. De plus, dans ces appareils, les surtensions internes (telles qu'entre spires) dues aux contraintes apparaissant au niveau des bornes ne sont pas strictement prises en compte dans la méthode de coordination de l'isolement décrite dans ce guide.

Pour l'isolation externe, l'écart type de la probabilité d'amorçage est généralement petit comparé à la dispersion des surtensions. Pour simplifier, on peut le négliger et on peut appliquer la même formule que pour l'isolation interne.

4 Tension de tenue spécifiée

4.1 *Remarques générales*

La tension de tenue spécifiée à vérifier dans les conditions d'essai de type normalisées et dans les conditions atmosphériques normalisées de référence doit tenir compte de tous les facteurs qui peuvent réduire l'isolation en service, en sorte que la tension de coordination soit tenue par le matériel là où il est installé pendant toute sa vie. Pour cela, on doit considérer deux principaux types de facteurs de correction:

– le facteur de correction lié aux conditions atmosphériques;

– les facteurs de correction (appelés aussi «facteurs de sécurité») qui prennent en compte les différences entre les conditions réelles en service auxquelles l'isolation est soumise et les conditions de l'essai de tenue normalisé.

4.2 *Correction atmosphérique*

4.2.1 *Remarques générales*

On peut considérer que les propriétés de l'isolement interne ne sont pas affectées par les conditions atmosphériques de l'air.

Les règles de correction pour les conditions atmosphériques des tensions de tenue de l'isolation externe sont spécifiées dans la CEI 60-1. Ces règles sont basées sur des mesures en altitude effectuées jusqu'à 2000 m; il convient de prendre des précautions pour les appliquer à de plus hautes altitudes. Les recommandations supplémentaires suivantes s'appliquent pour les besoins de la coordination de l'isolement :

a) la correction doit être appliquée aux tensions de tenue de coordination en choc de manœuvre et de foudre des distances dans l'air et des isolateurs propres. De plus la correction de la tension de tenue à fréquence industrielle de longue durée est nécessaire lorsque les conditions conduisent à effectuer des essais de pollution sur les isolateurs;

b) pour déterminer le facteur de correction atmosphérique applicable, on peut considérer que les effets de la température et de l'humidité ambiantes tendent à s'annuler. En conséquence, il suffit de prendre en compte la pression atmosphérique correspondant à l'altitude du lieu pour spécifier les tensions d'isolement à sec et sous pluie.

NOTE – On peut considérer que cette hypothèse est correcte pour les formes d'isolateurs pour lesquelles la pluie ne réduit pas trop la tension de tenue. Elle n'est pas complètement vraie pour les isolateurs dont la distance entre jupes est petite et peut être franchie sous pluie.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For internal insulation the assumed withstand voltage has a withstand probability of 100 % (see definition 3.23 of IEC 71-1). The withstand probability at higher voltages is assumed to be 0 %. This means that the co-ordination withstand voltage is equal to the representative lightning overvoltage amplitude at a return rate equal to the adopted acceptable failure rate.

NOTE – Fast front overvoltages due to lightning are evaluated without taking into account the instantaneous power-frequency voltage. The combined stresses due to reversal of polarity are therefore neglected. This may be acceptable provided the power-frequency amplitude is small compared to that of the fast-front overvoltage. It may not be conservative for apparatus with oil paper internal insulation such as transformers in range II and the higher values of U_m in range I. Moreover, the internal (such as turn to turn) voltages in such apparatus due to stresses appearing at the terminals are not strictly considered in insulation co-ordination practice described in this guide.

For the external insulation the conventional deviation of the discharge probability is usually small as compared to the dispersion of overvoltages. As a simplification, it can be neglected and the same formula as for the internal insulation applies.

4 Required withstand voltage

4.1 *General remarks*

The required withstand voltage to be verified in standard type test conditions and at standard reference atmosphere is determined taking into account all factors which may decrease the insulation in service so that the co-ordination withstand voltage is met at the equipment location during the equipment life. To achieve this, two main types of correction factors shall be considered:

– a correction factor associated with atmospheric conditions;

– correction factors (called safety factors) which take into account the differences between the actual in-service conditions of the insulation and those in the standard withstand tests.

4.2 *Atmospheric correction*

4.2.1 *General remarks*

For internal insulation it may be assumed that the atmospheric air conditions do not influence the insulation properties.

The rules for the atmospheric correction of withstand voltages of the external insulation are specified in IEC 60-1. These rules are based on measurements in altitudes up to 2000 m and their application to higher altitudes should be made with care. For insulation co-ordination purposes, the following additional recommendations apply:

a) for air clearances and clean insulators, the correction shall be carried out for the co-ordination switching and lightning impulse withstand voltages. For insulators requiring a pollution test, a correction of the long duration power-frequency withstand voltage is also necessary;

b) for the determination of the applicable atmospheric correction factor, it may be assumed that the effects of ambient temperature and humidity tend to cancel each other. Therefore, for insulation co-ordination purposes, only the air pressure corresponding to the altitude of the location need be taken into account for both dry and wet insulations.

NOTE – This assumption can be considered as correct for insulator shapes for which rain does not reduce the withstand voltage to a high degree. For insulators with small shed distance, for which rain causes shed-bridging, this assumption is not completely true.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

4.2.2 *Correction de l'altitude*

La définition du facteur de correction K_a est basé sur la variation de la pression atmosphérique en fonction de l'altitude qui est donnée dans la CEI 721-2-3. Le facteur de correction peut être calculé par

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \qquad (11)$$

où

H est l'altitude (en mètres) au dessus du niveau de la mer et la valeur de *m* est définie comme suit:

m = 1,0 pour les tensions de tenue de coordination au choc de foudre;

m selon figure 9 pour les tensions de tenue de coordination au choc de manœuvre;

m = 1,0 pour les tensions de tenue à fréquence industrielle de courte durée des distances dans l'air et des isolateurs propres.

NOTE – L'exposant *m* dépend de divers paramètres comme la distance minimale qui n'est pas connue au stade de la spécification. Cependant, les estimations conservatoires de *m* de la figure 9 peuvent être utilisées pour les besoins de la coordination de l'isolement pour la correction des tensions de tenue de coordination au choc de manœuvre. La détermination de l'exposant m est basée sur la CEI 60-1 qui s'appuie sur des mesures effectuées jusqu'à l'altitude de 2000 m. De plus, des valeurs conservatoires du facteur d'intervalle ont été utilisées pour tous les types d'isolement (voir annexe G).

Pour les isolateurs pollués, la valeur de l'exposant *m* est à l'essai. Pour les essais de longue durée et, si nécessaire, à la tension de tenue à la fréquence industrielle de courte durée d'isolateurs pollués, l'exposant *m* relatif peut être aussi faible que 0,5 pour les isolateurs normaux et 0,8 pour les isolateurs antipollution.

--`,,`,,`-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

4.2.2 *Altitude correction*

The correction factor K_a is based on the dependence of the atmospheric pressure on the altitude as given in IEC 721-2-3. The correction factor can be calculated from:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \qquad (11)$$

where

H is the altitude above sea level (in metres) and the value of m is as follows:

m = 1,0 for co-ordination lightning impulse withstand voltages;

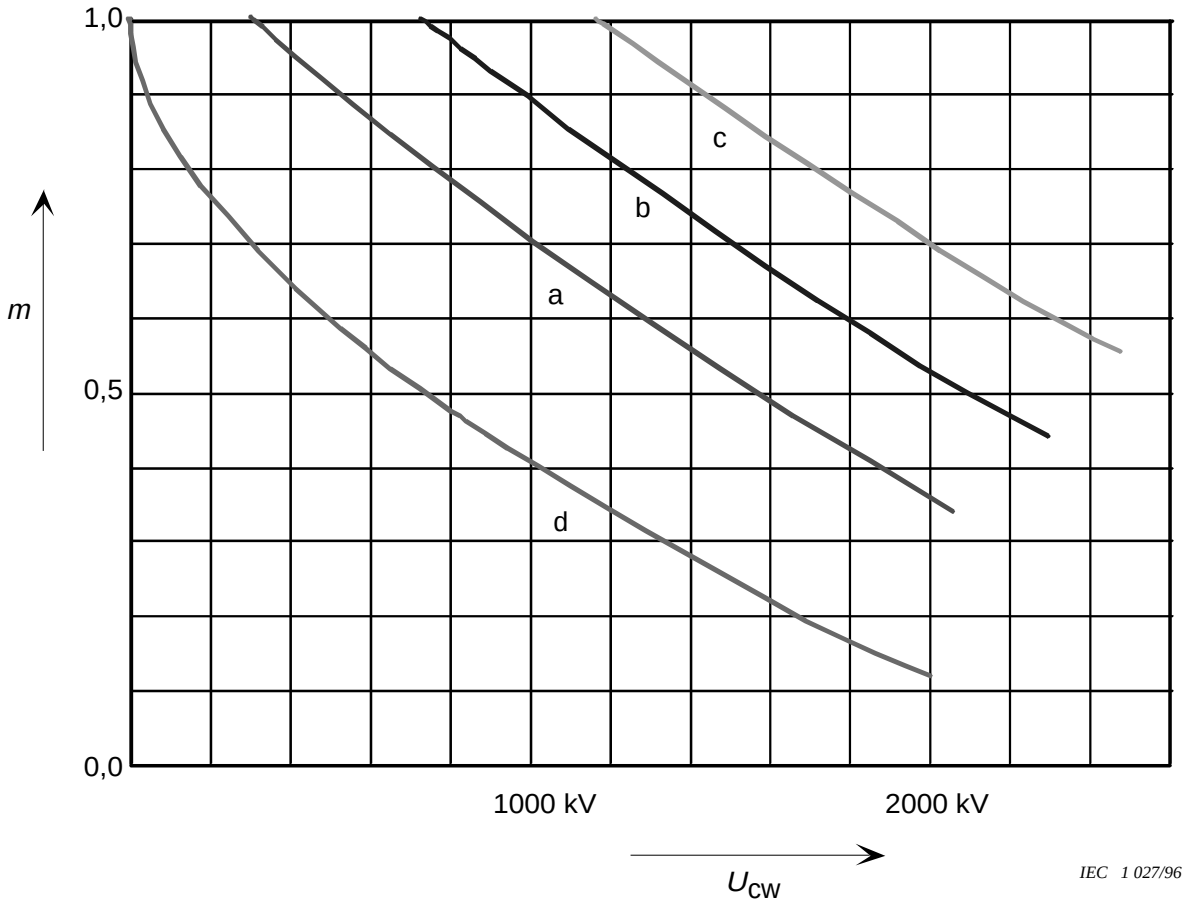
m according to figure 9 for co-ordination switching impulse withstand voltages;

m = 1,0 for short-duration power-frequency withstand voltages of air-clearances and clean insulators.

NOTE – The exponent *m* depends on various parameters including minimum discharge path which is generally unknown at the specification stage. However, for insulation co-ordination purposes, the conservative estimates of *m* shown in figure 9 may be used for the correction of co-ordination switching impulse withstand voltages. The determination of the exponent *m* is based on IEC 60-1 in which the given relations are obtained from measurements at altitudes up to 2000 m. In addition, for all types of insulation response, conservative gap factor values have been used (refer to annex G).

For polluted insulators, the value of the exponent *m* is tentative. For the purposes of the long-duration test and, if required, the short-duration power-frequency withstand voltage of polluted insulators, *m* may be as low as 0,5 for normal insulators and as high as 0,8 for anti-fog design.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a) isolation phase-terre

b) isolation longitudinale

c) isolation entre phases

d) intervalle d'air pointe-plan (intervalle de référence)

Pour les tensions constituées de deux composantes, la valeur de la tension est la somme des composantes.

Figure 9 – Relation entre l'exposant *m* et la tension de tenue de coordination au choc de manœuvre

4.3 *Facteurs de sécurité*

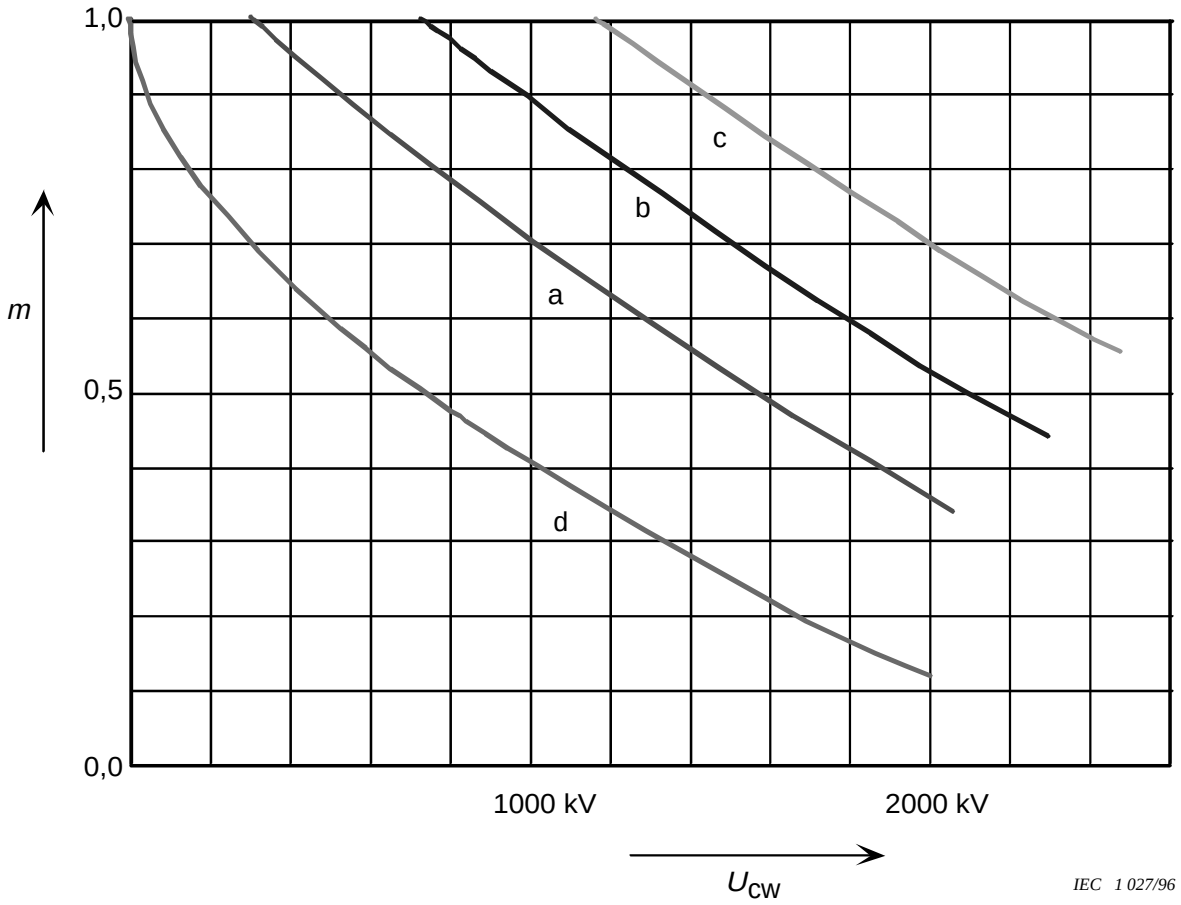
Les principaux facteurs d'influence et les modes de fonctionnement associés sur les isolations électriques sont indiqués dans l'annexe B de la CEI 505. Ils correspondent aux conditions de service suivantes:

– contraintes thermiques;
– contraintes électriques;
– contraintes d'environnement;
– contraintes mécaniques.

Les facteurs à appliquer compensent:

– les différences lors du montage des appareils;
– la dispersion dans la qualité du produit;
– la qualité de l'installation;
– le vieillissement de l'isolation pendant la durée de vie présumée;
– d'autres facteurs d'influence inconnus.

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a) phase-to-earth insulation

b) longitudinal insulation

c) phase-to-phase insulation

d) rod-plane gap (reference gap)

For voltages consisting of two components, the voltage value is the sum of the components.

Figure 9 – Dependence of exponent *m* on the co-ordination switching impulse withstand voltage

4.3 *Safety factors*

The main factors of influence and related operating modes for electrical insulations are indicated in annex B of IEC 505. They correspond to the following operational stresses:

– thermal stresses;
– electrical stresses;
– environmental stresses;
– mechanical stresses.

The factors to be applied compensate for:

– the differences in the equipment assembly;
– the dispersion in the product quality;
– the quality of installation;
– the ageing of the insulation during the expected lifetime;
– other unknown influences.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Le poids relatif de ces facteurs et de ces modes de fonctionnement peut varier selon les différents types de matériel.

4.3.1 *Vieillissement*

L'isolation électrique de tout matériel vieillit du fait de contraintes thermiques, électriques, chimiques ou mécaniques, ou de combinaisons de ces contraintes.

On considère que, du point de vue de la coordination de l'isolement, les isolations externes ne vieillissent pas. Les isolations comprenant des matériaux organiques font exception et leur vieillissement requiert de soigneuses investigations, en particulier lorsqu'elles sont utilisées à l'extérieur.

Le vieillissement des isolations internes peut être sensible, et il convient d'en tenir compte dans la coordination de l'isolement par le facteur de sécurité donné en 4.3.4.

4.3.2 *Dispersion due à la fabrication et au montage*

Les tensions de tenue assignées sont vérifiées par des essais de type, souvent effectués sur une partie représentative d'un ensemble ou par un essai s'appliquant à une partie seulement du système d'isolement. Le matériel en service pouvant différer de celui qui a passé les essais par la différence de configuration ou de conditionnement, sa tension de tenue en service peut être inférieure à sa tenue assignée.

Cette dispersion peut être négligée dans la coordination de l'isolement pour le matériel complètement assemblé en usine. La tension de tenue réelle du matériel assemblé sur site peut être inférieure à la tension de tenue spécifiée, ce qui doit être pris en compte dans le facteur de sécurité donné en 4.3.4.

4.3.3 *Imprécision de la tension de tenue*

Pour les isolations externes, des différences éventuelles entre le montage d'essai et le montage réel en service, ainsi que l'influence de l'environnement du laboratoire doivent être prises en compte en plus de l'imprécision statistique inhérente à la procédure utilisée pour les essais de type. De tels écarts doivent être compris dans le facteur de sécurité donné en 4.3.4.

Les isolations internes, dont la probabilité de tenue est supposée égale à 100 % en 3.23 de la CEI 71-1 subissent habituellement trois chocs en essai de type, et l'incertitude statistique de cet essai doit être couverte par le facteur de sécurité donné en 4.3.4 (voir aussi 5.3.2).

4.3.4 *Facteurs de sécurité recommandés (K_s)*

S'ils ne sont pas spécifiés par les comités de produit concernés, il convient d'appliquer les facteurs de sécurité suivants:

– isolation interne K_s = 1,15;

– isolation externe K_s = 1,05.

NOTE – De plus forts facteurs de sécurité peuvent être appliqués pour les PSEM dans la gamme II. On peut alors considérer des essais sur site.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The relative weight of these factors and operating modes may vary between different types of equipment.

4.3.1 *Ageing*

The electrical insulation of all equipment ages in service owing to one or a combination of thermal, electrical, chemical or mechanical stresses.

For insulation co-ordination purposes, external insulations are not assumed to be subject to ageing. Exceptions are insulations containing organic materials, the ageing of which needs careful investigation, especially when used in outdoor conditions.

For internal insulations, ageing can be significant and should be covered by the safety factors given in 4.3.4.

4.3.2 *Production and assembly dispersion*

The rated withstand voltages are verified by a type test, often on a representative part of an assembly or by a test relevant only for a part of the insulation system. As the equipment in service may differ from that in type tests due to different configurations or insulation conditions, the service withstand voltage of the equipment can be lower than the rated value.

For equipment fully assembled in the factory, this dispersion, for insulation co-ordination purposes, is negligibly small. For equipment assembled on site, the actual withstand voltage may be lower than the required withstand voltage, which shall be taken into account in the safety factors given in 4.3.4.

4.3.3 *Inaccuracy of the withstand voltage*

For external insulation, possible deviations of the test arrangement from the actual service arrangement and influences of the laboratory surroundings shall be taken into account in addition to the statistical inaccuracy involved in the selected type test procedure. Such deviations shall be covered by the safety factors given in 4.3.4.

For internal insulation for which a withstand probability of 100 % is assumed in 3.23 of IEC 71-1, an impulse type test with three impulses is usually carried out and the statistical uncertainty of this test shall be covered by the safety factor as given in 4.3.4 (see also 5.3.2).

4.3.4 *Recommended safety factors (K_s)*

If not specified by the relevant apparatus committees, the following safety factors should be applied:

– for internal insulation K_s = 1,15;

– for external insulation K_s = 1,05.

NOTE – For GIS in range II, higher safety factors may be applicable. In this case, on-site tests may be considered.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5 Tension de tenue normalisée et procédures d'essais

5.1 *Remarques générales*

Les tableaux 2 et 3 de la CEI 71-1 spécifient respectivement les valeurs de tension de tenue normalisées U_w, pour la gamme I et la gamme II. Dans chacun des deux tableaux, les tensions de tenue normalisées sont regroupées en niveaux d'isolement normalisés associés à chaque valeur de tension la plus haute pour le matériel U_m.

Dans la gamme I, les tensions de tenue normalisées comprennent la tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle et la tension de tenue aux chocs de foudre. Dans la gamme II, les tensions de tenue normalisées comprennent la tension de tenue aux surtensions de manœuvre et la tension de tenue aux chocs de foudre.

Les niveaux d'isolement normalisés donnés dans les tableaux 2 et 3 de la CEI 71-1 reflètent l'expérience mondiale en matière de systèmes de protection modernes et de méthodes de limitation des surtensions. Il convient que la sélection d'un niveau d'isolement normalisé particulier soit basée sur la procédure de coordination de l'isolement décrite dans ce guide et tienne compte des caractéristiques d'isolement du matériel particulier considéré.

5.1.1 *Tension de tenue aux surtensions de manœuvre normalisée*

Dans le tableau 3 de la CEI 71-1, les tensions de tenue aux surtensions de manœuvre associées à une valeur donnée de tension la plus haute pour le matériel ont été choisies en tenant compte des points suivants:

a) pour le matériel protégé par parafoudres contre les surtensions de manœuvre:

– les valeurs prévues pour les surtensions temporaires;

– les caractéristiques des parafoudres actuellement disponibles;

– les facteurs de coordination et les facteurs de sécurité entre le niveau de protection du parafoudre et la tension de tenue aux surtensions de manœuvre du matériel;

b) pour le matériel non protégé par parafoudre contre les surtensions de manœuvre:

– le risque acceptable d'amorçage compte tenu de la gamme de valeurs prévisibles à l'emplacement du matériel;

– le niveau de limitation de surtension raisonnable économiquement et pouvant être obtenu grâce à un choix des appareils de coupure et une conception du réseau minutieuse.

5.1.2 *Tension de tenue au choc de foudre normalisée*

Dans le tableau 3 de la CEI 71-1, les tensions de tenue aux chocs de foudre normalisées associées à une valeur donnée de tension de tenue au choc de manœuvre normalisée ont été choisies en tenant compte des points suivants:

a) pour le matériel protégé par parafoudres proches, on peut utiliser les valeurs basses de niveau de tenue aux chocs de foudre. Elles sont choisies en tenant compte du rapport entre les niveaux de protection en onde de foudre et en onde de manœuvre que peuvent fournir les parafoudres, et en ajoutant les marges appropriées;

b) pour le matériel non protégé par parafoudres (ou pour lequel la protection n'est pas efficace), on ne doit utiliser que la plus grande des valeurs de tension de tenue aux chocs de foudre. Ces valeurs hautes sont définies par le rapport type entre les tensions de tenue aux surtensions de foudre et de manœuvre de l'isolation externe des appareils (tels que disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de mesure, etc.). Elles sont choisies de façon que la conception de l'isolation soit principalement déterminée par l'aptitude de l'isolation externe à tenir les tensions d'essai de choc de manœuvre;

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5 Standard withstand voltage and testing procedures

5.1 *General remarks*

IEC 71-1, tables 2 and 3, specify standard withstand voltages U_w for range I and range II, respectively. In both tables, the standard withstand voltages are grouped into standard insulation levels associated with standard values of highest voltage for equipment U_m.

In range I, the standard withstand voltages include the short-duration power-frequency withstand voltage and the lightning impulse withstand voltage. In range II, the standard withstand voltages include the switching impulse withstand voltage and the lightning impulse withstand voltage.

The standard insulation levels given in tables 2 and 3 of IEC 71-1 reflect the experience of the world, taking into account modern protective devices and methods of overvoltage limitation. The selection of a particular standard insulation level should be based on the insulation co-ordination procedure described in this guide and should take into account the insulation characteristics of the particular equipment being considered.

5.1.1 *Standard switching impulse withstand voltage*

In IEC 71-1, table 3, standard switching impulse withstand voltages associated with a particular highest voltage for equipment have been chosen in consideration of the following:

a) for equipment protected against switching overvoltages by surge arresters:

– the expected values of temporary overvoltages;

– the characteristics of presently available surge arresters;

– the co-ordination and safety factors between the protective level of the surge arrester and the switching impulse withstand voltage of the equipment;

b) for equipment not protected against switching overvoltages by surge arresters:

– the acceptable risk of disruptive discharge considering the probable range of overvoltages occurring at the equipment location;

– the degree of overvoltage control generally deemed economical, and obtainable by careful selection of the switching devices and in the system design.

5.1.2 *Standard lightning impulse withstand voltage*

In IEC 71-1, table 3, standard lightning impulse withstand voltages associated with a particular standard switching impulse withstand voltage have been chosen in consideration of the following:

a) for equipment protected by close surge arresters, the low values of lighting impulse withstand level are applicable. They are chosen by taking into account the ratio of lightning impulse protective level to switching impulse protective level likely to be achieved with surge arresters, and by adding appropriate margins;

b) for equipment not protected by surge arresters (or not effectively protected), only the higher values of lightning impulse withstand voltages shall be used. These higher values are based on the typical ratio of the lightning and switching impulse withstand voltages of the external insulation of apparatus (e.g. circuit-breakers, disconnectors, instrument transformers, etc.). They are chosen in such a way that the insulation design will be determined mainly by the ability of the external insulation to withstand the switching impulse test voltages;

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

c) dans quelques rares cas extrêmes, il convient que des dispositions soient prises pour obtenir une valeur plus élevée de la tension de tenue aux chocs de foudre. Il convient que cette valeur plus élevée soit choisie dans la série des valeurs normalisées donnée en 4.6 et 4.7 de la CEI 71-1.

Dans la gamme I, il convient que la tension de tenue normalisée à fréquence industrielle de courte durée ou aux chocs de foudre couvre les tensions de tenue spécifiées au choc de manœuvre entre phase et terre, entre phases et pour l'isolation longitudinale.

Dans la gamme II, il convient que la tension de tenue normalisée aux surtensions de manœuvre couvre la tension permanente à fréquence industrielle si aucune valeur n'a été normalisée par le comité de produit concerné, et la tension de tenue spécifiée à fréquence industrielle de courte durée.

Pour se conformer à ces exigences générales, il convient que les tensions de tenue spécifiées soient converties en formes de tension pour lesquelles des tensions de tenue normalisées sont spécifiées, au moyen des facteurs de conversion d'essai donnés en 5.2. Les facteurs de conversion d'essai sont déterminés à partir de résultats existants pour donner une valeur par excès des tensions de tenue normalisées. Ils ne peuvent donc être utilisés que dans le sens spécifié.

La CEI 71-1 laisse au comité de produit concerné le soin de prescrire l'essai à fréquence industrielle de longue durée destiné à démontrer le comportement de l'isolation interne du matériel ou de sa tenue à la pollution externe (voir aussi CEI 507).

5.2 *Facteurs de conversion d'essai*

5.2.1 *Gamme I*

En l'absence de valeurs adéquates (ou spécifiées par le comité de produit concerné), les facteurs de conversion d'essai donnés au tableau 2 sont applicables aux tensions de tenue spécifiées pour le choc de manœuvre. Ces facteurs s'appliquent tant aux tensions de tenue spécifiées entre phase et terre qu'à la somme des composantes de tension entre phases et aux tensions de tenue de l'isolation longitudinale.

Tableau 2 – Facteurs de conversion d'essai pour la gamme I, pour convertir les tensions de tenue spécifiées au choc de manœuvre en tensions de tenue à fréquence industrielle de courte durée et en choc de foudre

Isolation	Tension de tenue à fréquence industrielle de courte durée [1)]	Tension de tenue au choc de foudre
Isolation externe		
– distances dans l'air et isolateurs propres, à sec:		
– phase-terre	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
– entre phases	$0,6 + U_{rw} / 12\,700$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
– isolateurs propres sous pluie	0,6	1,3
Isolation interne		
– PSEM	0,7	1,25
– isolation par immersion dans un liquide	0,5	1,10
– isolation solide	0,5	1,00

NOTE – U_{rw} est la tension de tenue spécifiée au choc de manœuvre, en kV.

[1)] Les facteurs de conversion d'essai comprennent un facteur $1/\sqrt{2}$ pour convertir les valeurs de crête en valeurs efficaces.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

c) in a few extreme cases, provision should be made for a higher value of lightning impulse withstand voltage. This higher value should be chosen from the series of standard values given in 4.6 and 4.7 of IEC 71-1.

In range I, the standard short-duration power-frequency or the lightning impulse withstand voltage should cover the required switching impulse withstand voltages phase-to-earth and phase-to-phase as well as the required longitudinal withstand voltage.

In range II, the standard switching impulse withstand voltage should cover the continuous power-frequency voltage if no value is specified by the relevant apparatus committee, and the required short-duration power-frequency withstand voltage.

In order to meet these general requirements, the required withstand voltages should be converted to those voltage shapes for which standard withstand voltages are specified using the test conversion factors given in 5.2. The test conversion factors are determined from existing results to provide a conservative value for the rated withstand voltages. They should, therefore, be used only in the specified direction.

IEC 71-1 leaves it to the relevant apparatus committee to prescribe the long-duration power-frequency test intended to demonstrate the response of the equipment with respect to ageing of internal insulation or to external pollution (see also IEC 507).

5.2 *Test conversion factors*

5.2.1 *Range I*

If adequate factors are not available (or specified by the relevant apparatus committee), suitable test conversion factors to be applied to the required switching impulse withstand voltages are given in table 2. These factors apply to the required withstand voltages phase-to-earth as well as to the sum of the components of phase-to-phase and longitudinal withstand voltages.

Table 2 – Test conversion factors for range I, to convert required switching impulses withstand voltages to short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage [1)]	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
– air clearances and clean insulators, dry:		
– phase-to-earth	$0{,}6 + U_{rw} / 8500$	$1{,}05 + U_{rw} / 6000$
– phase-to-phase	$0{,}6 + U_{rw} / 12700$	$1{,}05 + U_{rw} / 9000$
– clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
– GIS	0,7	1,25
– liquid-immersed insulation	0,5	1,10
– solid insulation	0,5	1,00

NOTE – U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV.

[1)] The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.2.2 *Gamme II*

En l'absence de valeurs adéquates (ou spécifiées par le comité de produit concerné), les facteurs de conversion d'essai donnés au tableau 3 sont applicables aux tensions de tenue spécifiées à fréquence industrielle de courte durée pour obtenir des valeurs de choc de manœuvre. Ils s'appliquent aussi à l'isolation longitudinale.

Tableau 3 – Facteurs de conversion d'essai pour la gamme II, pour convertir les tensions de tenue spécifiées à fréquence industrielle de courte durée en tension de tenue au choc de manœuvre

Isolation	Tension de tenue au choc de manœuvre
Isolation externe	
– distances dans l'air et isolateurs propres, à sec	1,4
– isolateurs propres, sous pluie	1,7
Isolation interne	
– PSEM	1,6
– isolation par immersion dans un liquide	2,3
– isolation solide	2,0
NOTE – Les facteurs de conversion d'essai comprennent un facteur $\sqrt{2}$ pour convertir les valeurs efficaces en valeurs de crête.	

5.3 *Détermination de la tenue de l'isolement par des essais de type*

5.3.1 *Relation entre procédure d'essai et type d'isolement*

La vérification de la tenue diélectrique de l'isolement est faite au moyen d'essais. Le choix du type d'essai pour un matériel donné doit tenir compte de la nature de son ou ses isolations. Les paragraphes 3.4 et 3.5 de la CEI 71-1 subdivisent l'isolation en «autorégénératrice» et «non autorégénératrice». Cela impose le choix de la procédure à adopter pour un matériel considéré à partir de la liste donnée en 5.3 de la CEI 71-1 plus complètement décrite dans la CEI 60-1.

Les informations et conseils qui suivent sont donnés pour aider au choix optimal de l'essai de type à partir de considérations sur la coordination de l'isolement. Il est tenu compte du fait que beaucoup de matériels comportent à la fois des isolations autorégénératrices et non autorégénératrices.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.2.2 *Range II*

If adequate factors are not available (or specified by the relevant apparatus committee), suitable test conversion factors for the conversion of the required short-duration power-frequency withstand voltage to switching impulses are given in table 3. They also apply to the longitudinal insulation.

Table 3 – Test conversion factors for range II to convert required short-duration power-frequency withstand voltages to switching impulse withstand voltages

Insulation	Switching impulse withstand voltage
External insulation	
– air clearances and clean insulators, dry	1,4
– clean insulators, wet	1,7
Internal insulation	
– GIS	1,6
– liquid-immersed insulation	2,3
– solid insulation	2,0
NOTE – The test conversion factors include a factor of $\sqrt{2}$ to convert from r.m.s to peak value.	

5.3 *Determination of insulation withstand by type tests*

5.3.1 *Test procedure dependency upon insulation type*

The verification of the electric strength of insulation is achieved through tests. The type of test to be selected for a given equipment shall consider the nature of its insulation(s). Subclauses 3.4 and 3.5 of IEC 71-1, define the sub-division of insulation into self-restoring and non-self-restoring insulation. This constrains the selection of the test procedure to be adopted for a particular equipment from the list provided in 5.3 of IEC 71-1, and more fully described in IEC 60-1.

The following information and guidance is given so as to aid the optimum selection of type tests from insulation co-ordination considerations. Account is taken of the fact that much equipment comprises a mixture of both self-restoring and non-self-restoring insulation.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.3.2 *Isolation non autorégénératrice*

Une décharge disruptive détériore les propriétés isolantes d'une isolation non autorégénératrice, qui peut même être affectée par des tensions d'essai ne produisant pas de décharge disruptive. Ainsi, les essais en surtension à fréquence industrielle et les essais de choc avec inversion de polarité peuvent initier des arborescences dans l'isolation par polymères et conduire à la génération de gaz dans l'isolation liquide ou imprégnée. Pour ces raisons, l'isolation non autorégénératrice est essayée par l'application d'un nombre limité de tensions d'essai au niveau de tenue normalisé, c'est-à-dire par la procédure A, 20.1.1 de la CEI 60-1, dans laquelle trois chocs sont appliqués pour chaque polarité et les exigences de l'essai sont satisfaites si aucune décharge disruptive ne se produit.

Pour les besoins de la coordination de l'isolement, il convient de considérer un matériel qui réussit cet essai comme ayant une tension de tenue présumée égale à la tension d'essai appliquée (c'est-à-dire la tension de tenue assignée). Etant donné que le nombre de chocs en essai est réduit et que l'on n'admet aucune défaillance, aucun renseignement statistique utile ne peut en être tiré concernant la tenue réelle du matériel.

L'isolation de certains matériels constitués à la fois d'isolation non autorégénératrice et d'isolation autorégénératrice peut être considérée comme non autorégénératrice du point de vue de l'essai, si une décharge disruptive pendant l'essai entraîne une dégradation significative de la partie non autorégénératrice de l'isolation (par exemple les transformateurs essayés avec des traversées ayant une tension de tenue normalisée au choc plus haute).

5.3.3 *Isolation autorégénératrice*

Il est possible d'appliquer un grand nombre de tensions d'essai aux isolations autorégénératrices, nombre limité seulement par les contraintes d'essai et non par l'isolation elle-même, même en cas d'amorçages. L'avantage d'appliquer de nombreuses tensions d'essai est l'obtention de renseignements statistiques relatifs à la tenue de l'isolement. La CEI 60-1 normalise trois méthodes différentes conduisant à l'estimation de la tenue à 90 %. La méthode préférée pour la coordination de l'isolement est la méthode montée-descente avec sept chocs par groupe et au mois huit groupes pour déterminer U_{50}. On peut en déduire U_{10} en faisant une hypothèse sur la valeur de l'écart type (voir 3.1.4) ou bien cette dernière peut être déterminée par des essais à de multiples niveaux. Pour évaluer la signification statistique de cette méthode d'essai, on peut se référer à l'annexe A de la CEI 60-1.

5.3.4 *Isolation mixte*

Un compromis est nécessaire pour choisir la méthode d'essai des matériels dont l'isolation autorégénératrice ne peut pas être essayée séparément de l'isolation non autorégénératrice (par exemple: traversées et transformateurs de mesure). Cela est nécessaire pour ne pas endommager une isolation satisfaisante non autorégénératrice bien que l'on cherche à s'assurer que l'essai soit adapté pour faire correctement la distinction entre une isolation autorégénératrice satisfaisante et non satisfaisante. D'une part la partie non autorégénératrice amène à n'effectuer que peu d'essais d'application de tension. D'autre part, la partie autorégénératrice nécessite de nombreux essais d'application de tension (dans un but de sélectivité). L'expérience montre que la procédure de tenue B, 20.1.2 de la CEI 60-1 (15 chocs dont pas plus de deux décharges disruptives sur les parties autorégénératrices) est un compromis acceptable.

Sa sélectivité peut être caractérisée par la différence entre les niveaux de tenue réels qui conduisent à des probabilités de 5 % et de 95 % de réussir l'essai. Cela est indiqué par le tableau 4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.3.2 *Non-self-restoring insulation*

With non-self-restoring insulation, a disruptive discharge degrades the insulating property of the insulation and even test voltages which do not cause a disruptive discharge may affect the insulation. For example, power-frequency overvoltage tests and impulse tests with polarity reversal may initiate treeing in polymeric insulation and give rise to gas generation in liquid and liquid-impregnated insulation. Non-self-restoring insulation is, for these reasons, tested by application of a limited number of test voltages at standard withstand level, i.e. by withstand procedure A, 20.1.1 of IEC 60-1, in which three impulses are applied for each polarity, and the test is successful if no disruptive discharge occurs.

For insulation co-ordination purposes, equipment which passes this test should be deemed to have an assumed withstand voltage equal to the applied test voltage (i.e. the rated withstand voltage). Since the number of test impulses is limited and no failure is permitted, no useful statistical information regarding the actual withstand voltage of the equipment can be deduced.

Some equipment which contains both non-self-restoring and self-restoring insulation can be regarded, for test purposes, as non-self-restoring if disruptive discharge during the test would produce significant damage to the non-self-restoring insulation part (e.g. transformers tested with bushings having a higher standard impulse withstand voltage).

5.3.3 *Self-restoring insulation*

With self-restoring insulation, it is possible to apply a large number of test voltages, the number only being limited by testing constraints and not by the insulation itself, even in the presence of disruptive discharges. The advantage of applying many test voltages is that statistical information may be deduced for the insulation withstand. IEC 60-1 standardizes three alternative methods leading to an estimation of the 90 % withstand voltage. For insulation co-ordination purposes, the up-and-down withstand method with seven impulses per group and at least eight groups is the preferred method of determining U_{50}. U_{10} can be deduced by assuming a value of conventional deviation (see 3.1.4) or the latter may be determined by a multiple level test. For an evaluation of the statistical significance of the test method, reference may be made to appendix A of IEC 60-1.

5.3.4 *Mixed insulation*

For equipment which has self-restoring insulation that cannot be tested separately from its non-self-restoring insulation (e.g. bushings and instrument transformers), a compromise in test method must be made. This is necessary so as not to damage satisfactory non-self-restoring insulation while, at the same time, seeking to ensure that the test adequately discriminates between satisfactory and unsatisfactory self-restoring insulation. On the one hand, the non-self-restoring insulation part leads to few test voltage applications. On the other hand, the self-restoring insulation part leads to the need of many test voltage applications (for selectivity purpose). Experience shows that withstand test procedure B, 20.1.2 of IEC 60-1 (15 impulses, up to two disruptive discharges permitted on self-restoring parts) is an acceptable compromise.

Its selectivity may be indicated as the difference between actual withstand levels which would result in probabilities of passing the test of 5 % and 95 %. Refer to table 4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau 4 – Sélectivité des procédures d'essai B et C de la CEI 60-1

Procédure d'essai de la CEI	Nombre de chocs	Probabilité en % de passer l'essai à U_{10}	Niveau de tenue pour une probabilité de 95 % de réussir l'essai	Niveau de tenue pour une probabilité de 5 % de réussir l'essai	Sélectivité
B	15/2	82	$U_{5,5}$ (U_w + 0,32 Z)	U_{36} (U_w – 0,92 Z)	1,24 Z
C	3 + 9	82	$U_{4,6}$ (U_w + 0,40 Z)	U_{63} (U_w – 1,62 Z)	2,02 Z

Ainsi, un matériel essayé selon la procédure B, dont la tenue réelle est à la limite de la conformité (dont la tension de tenue assignée et la tension d'essai correspondent à U_{10}), a une probabilité de passer l'essai de 82 %. Un meilleur matériel, ayant une tension tenue U_{10} dépassant la valeur normalisée U_w de 0,32 Z (dont la tension assignée et la tension d'essai correspondent à $U_{5,5}$), a une probabilité de 95 % de réussir l'essai, et un matériel médiocre, ayant une tension tenue inférieure à la valeur normalisée U_w de 0,92 Z (dont la tension assignée et la tension d'essai correspondent à U_{36}), a une probabilité de 5 % de réussir l'essai. Cette sélectivité d'essai (1,24 Z) peut être encore mieux quantifiée en supposant des valeurs de Z égales à 3 % et à 6 % de U_{50} respectivement pour les chocs de foudre et de manœuvre. (Il convient de noter que Z ne peut pas être déterminé par cet essai.) La sélectivité de l'essai 15/2 est encore mieux illustrée par la figure 10 qui le compare à l'essai idéal.

Une variante à la procédure d'essai ci-dessus est la procédure d'essai C, 20.1.3 de la CEI 60-1, qui correspond à une modification de la procédure américaine. Cette procédure consiste en trois applications de la tension d'essai et il est permis qu'une seule d'entre elles engendre une décharge disruptive sur l'isolation autorégénératrice; dans ce cas on applique encore neuf fois la tension d'essai et l'essai est déclaré satisfaisant si aucune décharge disruptive ne se produit. Le tableau 4 et la figure 10 comparent la sélectivité de cette procédure à celle de l'essai 15/2.

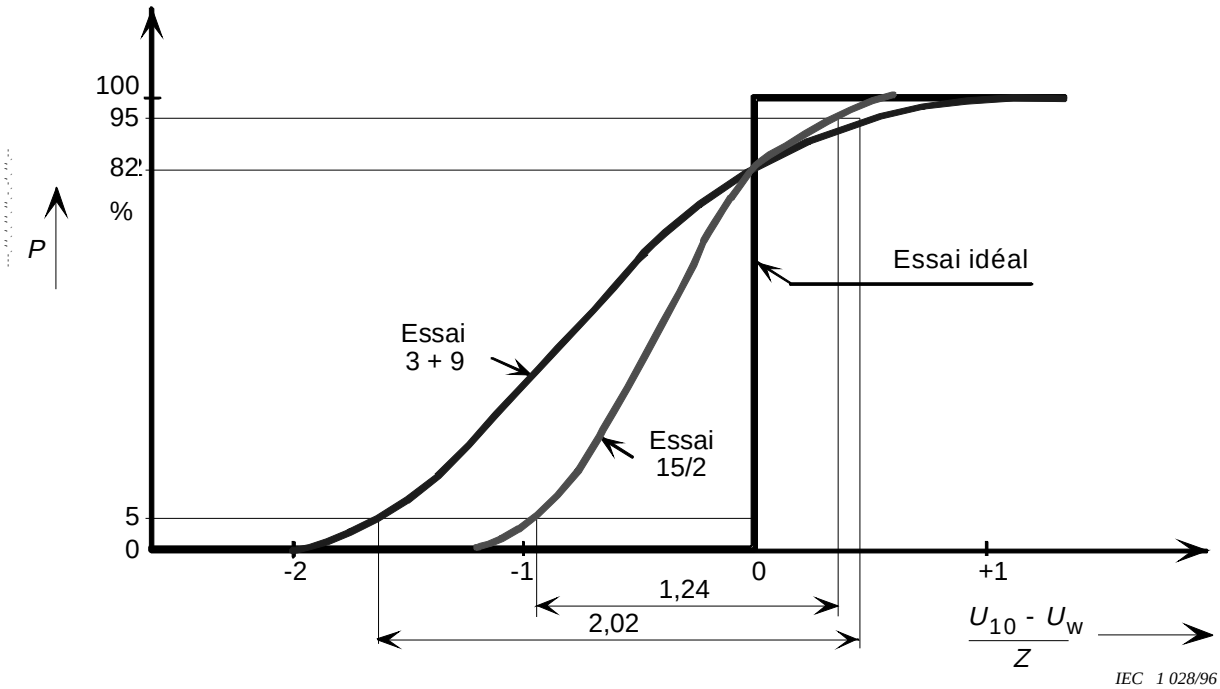


Figure 10 – Probabilité *P* qu'un matériel ait un comportement satisfaisant en essai en fonction de la différence *K* entre les tensions de tenue aux chocs réelle et assignée

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table 4 – Selectivity of test procedures B and C of IEC 60-1

IEC test procedure	Number of impulses	% probability for passing test at U_{10}	Withstand level for 95 % probability to pass the test	Withstand level for 5 % probability to pass the test	Selectivity
B	15/2	82	$U_{5,5}$ (U_w + 0,32 Z)	U_{36} (U_w – 0,92 Z)	1,24 Z
C	3 + 9	82	$U_{4,6}$ (U_w + 0,40 Z)	U_{63} (U_w – 1,62 Z)	2,02 Z

Thus, an equipment tested using procedure B, which is on the borderline of being acceptable (rated and tested at its U_{10}), has a probability of passing the test of 82 %. A better equipment, having a withstand voltage U_{10} higher than the standard value U_w by 0,32 Z (rated and tested at its $U_{5,5}$), has a 95 % probability of passing the test. A poor equipment, having a withstand voltage lower than the standard value U_w by 0,92 Z (rated and tested at its U_{36}), has a 5 % probability of passing the test. This selectivity of test (1,24 Z) may be further quantified by assuming values for Z as 3 % and 6 % of U_{50} for lightning and switching impulses respectively. (It should be noted that Z cannot be determined from the test.) The selectivity of the 15/2 test is further illustrated in figure 10 in comparison to the ideal test.

An alternative to the above test procedure is withstand test procedure C, 20.1.3 of IEC 60-1, which is a modification of USA practice. In this procedure, three test impulses are applied and up to one disruptive discharge is permitted across self-restoring insulation, in which case a further nine impulses are applied and the test requirements are satisfied if no further disruptive discharge occurs. The selectivity of this procedure is compared with that of the 15/2 test in table 4 and also in figure 10.

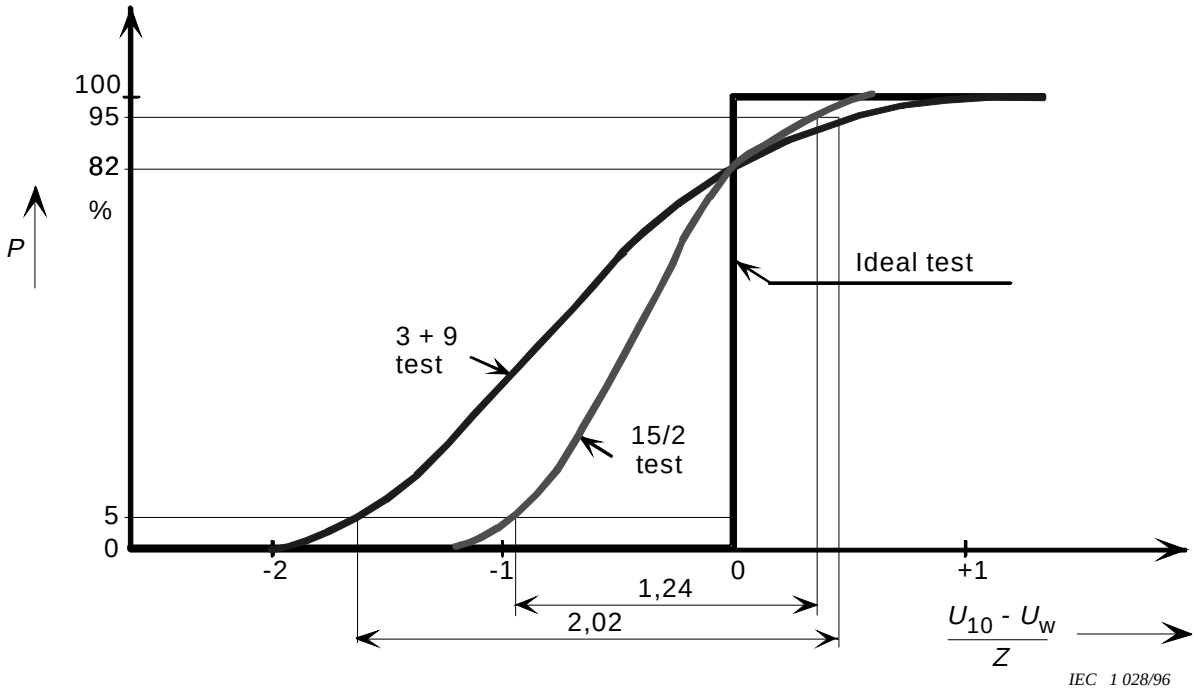


Figure 10 – Probability *P* of an equipment to pass the test dependent on the difference *K* between the actual and the rated impulse withstand voltage

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.3.5 *Limitations des procédures d'essai*

Puisque le rétablissement de l'isolement après une décharge disruptive est une fonction du temps, il faut laisser un intervalle de temps suffisant entre les applications de la tension d'essai pour que l'isolation autorégénétatrice puisse retrouver sa tenue diélectrique complète. Il convient que les comités de produit spécifient les limites acceptables (s'il y en a) de l'intervalle de temps entre les applications de tension successives de la tension d'essai, qui dépend du type d'isolation. Il faut aussi tenir compte de l'éventuelle dégradation de l'isolation non autorégénératrice par suite d'applications répétées de la tension d'essai, même sans décharge disruptive.

5.3.6 *Choix des procédures d'essai de type*

Compte tenu de ce qui précède, les recommandations suivantes s'appliquent aux essais concernant la coordination de l'isolement:

– il convient d'essayer l'isolation autorégénératrice par la méthode de montée et descente (une des méthodes décrites par la procédure d'essai D, 20.1.4 de la CEI 60-1);

– il convient d'essayer l'isolation non autorégénératrice avec l'essai de tenue à trois chocs (procédure d'essai de tenue A, 20.1.1 de la CEI 60-1);

– en général, il convient d'essayer l'isolation mixte, qui comprend à la fois des isolations autorégénératrices et non autorégénératrices, avec l'essai 15/2 (procédure d'essai de tenue B, 20.1.2 de la CEI 60-1). Cependant, lorsque le risque d'arborescence dans l'isolation non autorégénératrice est une préoccupation essentielle, et si l'on considère le nombre d'applications de tension trop important, le test 3 + 9 (procédure d'essai C, 20.1.3 de la CEI 60-1) constitue une alternative acceptable;

– de plus, lorsque les essais à fréquence industrielle sont spécifiés pour la coordination de l'isolement, il convient d'appliquer les essais à fréquence industrielle de courte durée (CEI 71-1) à l'isolation, qu'elle soit autorégénératrice ou non ou mixte.

5.3.7 *Choix des tensions d'essai de type*

L'essai des matériels n'ayant que des isolations externes dans l'air est effectué à la tension de tenue normalisée affectée des facteurs de correction atmosphériques spécifiés par la CEI 60- 1.

L'essai des matériels n'ayant que des isolations internes est effectuée à la tension de tenue normalisée sans correction.

L'essai des matériels comprenant à la fois des isolations internes et externes est effectué à la tension de tenue spécifiée affectée du facteur de correction atmosphérique, à condition que celui-ci soit compris entre 0,95 et 1,05. Lorsque le facteur de correction est en dehors de cet intervalle, les variantes suivantes satisfont aux besoins de la coordination de l'isolement.

5.3.7.1 *Tension d'essai de l'isolation externe supérieure à celle de l'isolation interne (facteur de correction atmosphérique > 1,05)*

L'isolation externe ne peut être correctement essayée que si l'isolation interne est surdimensionnée. Sinon, il convient d'essayer l'isolation interne à la valeur normalisée et les possibilités suivantes peuvent être étudiées pour l'isolation externe par les comités de produit, ou par accord:

– essai de l'isolation externe seulement sur des maquettes;

– interpolation entre des résultats déjà connus;

– estimation des tensions tenues à partir des dimensions.

En général, l'essai de l'isolation externe n'est pas nécessaire si les distances dans l'air sont supérieures ou égales à celles que donnent les tableaux A.1, A.2 et A.3 de l'annexe A.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.3.5 *Limitations of the test procedures*

Since the recovery of insulation from a disruptive discharge is a time-dependent process, an adequate time interval between test voltage applications must be permitted for the self-restoring insulation to fully recover its electric strength. Apparatus committees should specify the limits of acceptability (if any) of time intervals between test voltage applications which are dependent upon the type of insulation. Considerations should also be given to the possible degradation of the non-self-restoring insulation by the repeated application of test voltages even without the occurrence of a disruptive discharge.

5.3.6 *Selection of the type test procedures*

In view of the foregoing, the following recommendations are made for tests performed for insulation co-ordination purposes:

– self-restoring insulation should be tested with the up-and-down withstand method (one of the methods described in withstand test procedure D, 20.1.4 of IEC 60-1);

– non-self-restoring insulation should be tested with the three impulse withstand test (withstand test procedure A, 20.1.1 of IEC 60-1);

– in general, equipment which comprises both self-restoring and non-self-restoring insulation (i.e. mixed insulation) should be tested with the 15/2 test (withstand test procedure B, 20.1.2 of IEC 60-1). When, however, the risk of tree propagation in the non-self-restoring insulation is of prime concern, and the number of voltage applications is considered excessive, the 3 + 9 test (test procedure C, 20.1.3 of IEC 60-1) is an acceptable alternative;

– also, where power-frequency tests are required for insulation co-ordination purposes, the short-duration power-frequency withstand tests (IEC 71-1) should be applied to the insulation, whether self-restoring, non-self-restoring, or mixed.

5.3.7 *Selection of the type test voltages*

For equipment containing only external air insulation, the test is performed with the standard withstand voltage applying the atmospheric correction factors specified in IEC 60-1.

For equipment containing only internal insulation, the test is performed with the uncorrected standard withstand voltage.

For equipment containing both internal and external insulation, the atmospheric correction factor should be applied and the test carried out with the corrected value, provided that the corrected factor is between 0,95 and 1,05. When the correction factor is outside this range, the alternatives listed below are acceptable for insulation co-ordination purposes.

5.3.7.1 *Test voltage of the external insulation higher than that of the internal (atmospheric correction factor > 1,05)*

The external insulation can only be correctly tested when the internal insulation is overdesigned. If not, the internal insulation should be tested with the standard value and, for the external insulation, the following alternatives may be considered by the technical apparatus committees or by agreement:

– test of the external insulation only on dummies;

– interpolation between existing results;

– estimation of the withstand voltages from the dimensions.

In general, a test of the external insulation is not necessary if the air clearances are equal to or larger than those given in tables A.1, A.2 and A.3 of annex A.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour l'essai sous pluie d'isolateurs verticaux, il convient que la forme de l'isolateur satisfasse à certaines exigences supplémentaires. En attendant de plus amples informations, ces exigences sont satisfaites si la forme de l'isolateur est conforme aux spécifications de la CEI 815.

Des essais supplémentaires sur l'isolation externe à fréquence industrielle et sous pluie ne sont pas nécessaires si les distances dans l'air sont supérieures à la tension de tenue à la fréquence industrielle assignée divisée par 230 kV/m et si la forme de l'isolateur est conforme aux spécifications de la CEI 815.

5.3.7.2 *Tension d'essai de l'isolation externe inférieure à celle de l'isolation interne (facteur de correction atmosphérique < 0,95)*

L'isolation interne ne peut être correctement essayée que si l'isolation externe est surdimensionnée. Autrement, il convient d'essayer l'isolation externe aux tensions corrigées, et les possibilités suivantes peuvent être envisagées pour l'isolation interne par le comité de produit ou par accord:

– essai de l'isolation interne avec des chocs d'une seule polarité (habituellement négative);

– essai de l'isolation interne en augmentant la tenue de l'isolation externe, par exemple au moyen d'anneaux ou avec un intervalle d'air différent. Il convient que le moyen de renforcement n'affecte pas le comportement de l'isolation interne.

6 Points particuliers concernant les lignes aériennes

6.1 *Remarques générales*

Bien que la coordination de l'isolement des lignes aériennes suive les principes généraux de la coordination de l'isolement, on doit prendre en compte les particularités suivantes:

– quand la ligne est conçue avec des chaînes de suspension, il convient que la tenue diélectrique des intervalles d'air prenne en compte le mouvement des conducteurs;

– les normes qui concernent les isolateurs spécifient les dimensions des éléments d'isolateur sans faire référence à la tension la plus élevée du matériel ou du réseau. Par conséquent, la procédure de coordination de l'isolement se termine avec la détermination de la tension de tenue spécifiée U_{rw}. Il n'est pas nécessaire de sélectionner une tension assignée dans la liste donnée dans la CEI 71-1 et les tableaux 2 et 3 de la CEI 71-1 ne sont pas applicables dans ce cas;

– la tenue de l'isolation des lignes aériennes a une incidence importante sur celle des postes. Le taux de déclenchement de la ligne de transport pour cause de foudre détermine la fréquence des réenclenchements, tandis que la performance vis-à-vis de la foudre à proximité du poste définit la fréquence d'occurrence des surtensions à front rapide qui arrivent dans le poste.

6.2 *Coordination de l'isolement vis-à-vis des tensions d'exploitation et des surtensions temporaires*

La tension d'exploitation et les surtensions temporaires déterminent la longueur de la chaîne d'isolateurs et la forme des éléments de chaîne selon le degré de pollution du site. Dans le cas de réseaux à neutre directement mis à la terre et présentant des facteurs de défaut à la terre inférieurs ou égaux à 1,3, il suffit généralement de concevoir des isolateurs de manière à ce qu'ils tiennent la tension du réseau la plus élevée. Si les facteurs de défaut à la terre sont supérieurs, comme c'est notamment le cas sur des réseaux à neutre isolé ou compensé par bobine d'extinction, il peut être nécessaire de prendre en compte les surtensions temporaires.

Quand on doit prendre en compte des chaînes de suspension, il convient que les distances dans l'air soient définies dans des conditions de balancement extrêmes.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For wet tests on vertical insulators,the insulator shape should meet certain additional requirements. Until supporting information is available, these requirements may be considered as being fulfilled if the insulator shape meets requirements of IEC 815.

For power-frequency tests under wet conditions, no additional test of the external insulation is necessary if the clearances are larger than the rated power-frequency withstand voltage divided by 230 kV/m and the insulator shape meets the requirements of IEC 815.

5.3.7.2 *Test voltage of the external insulation lower than that of the internal (atmospheric correction factor < 0,95)*

The internal insulation can only be correctly tested when the external insulation is overdesigned. If not, the external insulation should be tested with the corrected values and, for the internal insulation, the following alternatives may be considered by the technical apparatus committees or by agreement:

– test of the internal insulation with one polarity (usually negative) impulse only;

– test of the internal insulation increasing the external insulation strength, e.g. by corona control electrodes of different gap. The strengthening measure should not affect the behaviour of the internal insulation.

6 Special considerations for overhead lines

6.1 *General remarks*

Although the insulation co-ordination procedure for overhead line insulation follows the general philosophy of insulation co-ordination, the following special considerations shall be taken into account:

– where the design employs free-swinging insulators, the dielectric strength of air clearances should take into account conductor movement;

– insulator standards specify the dimensions of insulator units without making reference to a highest voltage for equipment or a highest system voltage. Consequently the insulation co-ordination procedure terminates with the determination of the required withstand voltage U_{rw}. The selection of a rated voltage from the series in IEC 71-1 is not necessary and tables 2 and 3 of IEC 71-1 do not apply;

– the insulation performance of overhead lines has a large impact on the insulation performance of substations. The transmission line outage rate due to lightning primarily determines the frequency of re-energization operations, and the lightning performance rate close to the substation determines the frequency of fast-front overvoltages impinging on the substation.

6.2 *Insulation co-ordination for operating voltages and temporary overvoltages*

The operating voltage and the temporary overvoltages determine the required insulator string length and the shape of the insulator unit for the pollution site severity. In directly earthed neutral systems with earth fault factors of 1,3 and below, it is usually sufficient to design the insulators to withstand the highest system voltage phase-to-earth. For higher earth-fault factors and especially in isolated or resonant earthed neutral systems, consideration of the temporary overvoltages may be necessary.

Where consideration must be given to free-swinging insulators, the clearances should be determined under extreme swing conditions.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

6.3 *Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions à front lent*

Les surtensions à front lent qui sont à considérer dans le cas des lignes aériennes sont les surtensions lors de défaut à la terre, d'enclenchement et de réenclenchement. Lors de la détermination des taux de défaillance admissibles, il convient de considérer que

– un défaut d'isolement provoqué par des surtensions de défaut à la terre entraîne un double défaut à la terre;

– un défaut d'isolement provoqué par des surtensions au réenclenchement empêche la refermeture.

6.3.1 *Surtensions lors de défaut à la terre*

Les surtensions de défaut à la terre sont à prendre en compte dans le cas d'un réseau dont les facteurs de défaut à la terre sont élevés, c'est-à-dire des lignes de distribution ou de transport dans un réseau à neutre compensé par bobine d'extinction. Les taux de défaillance admissibles de ces lignes doivent être de l'ordre de grandeur du taux de défaut biphasé dû à la foudre. A titre indicatif, les taux de défaillance admissibles sont couramment compris entre 0,1 et 1 amorçage par an.

Les lignes de la gamme II, sur lesquelles les surtensions à l'enclenchement et au réenclenchement sont limitées à de faibles amplitudes, requièrent une attention particulière car dans ce cas les surtensions à front lent dues à un défaut à la terre peuvent être plus importantes.

6.3.2 *Surtensions à l'enclenchement et au réenclenchement*

Les surtensions à l'enclenchement sont à considérer pour toutes les lignes aériennes, et spécialement pour la gamme II. Les taux de défaillance admissibles sont compris entre 0,005 et 0,05 amorçage par an.

Les surtensions au réenclenchement requièrent l'attention dans le cas des lignes de transport, lorsqu'on procède à un réenclenchement rapide triphasé (à cause des charges piégées). Les taux de défaillance admissibles sont compris entre 0,005 et 0,05 amorçage par an.

Les surtensions au réenclenchement peuvent être négligées, sur les lignes de transport lorsqu'on procède au réenclenchement d'une seule phase à la fois, ou sur les lignes de distribution sur lesquelles les transformateurs demeurent connectés pendant cette opération.

Les surtensions à front lent sont l'un des facteurs qui déterminent les distances dans l'air, ainsi que les accessoires de montage de certains types d'isolateurs. L'importance de ce facteur est habituellement limitée aux lignes de transport d'une tension égale ou supérieure à 123 kV. Quand on utilise des chaînes de suspension, les distances dans l'air pour les surtensions à front lent sont généralement déterminées en prenant des conditions de balancement modérées (moyennes). Sur les lignes de distribution, les distances dans l'air sont généralement fonctions de l'isolateur (voir 6.2) et il n'est pas nécessaire de prendre en compte les surtensions à front lent.

6.4 *Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions de foudre*

La performance des lignes aériennes vis-à-vis de la foudre dépend d'un ensemble de facteurs, les plus importants étant les suivants:

– la densité du foudroiement au sol;
– la hauteur de la ligne aérienne;
– la configuration des conducteurs;
– la protection assurée par les câbles de garde;
– la mise à la terre des pylônes;
– la tenue de l'isolation.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

6.3 *Insulation co-ordination for slow-front overvoltages*

Slow-front overvoltages of interest for overhead lines are earth-fault overvoltages, energization and re-energization overvoltages. When establishing the acceptable failure rates it should be taken into account that:

– an insulation failure due to earth-fault overvoltages causes a double phase-to-earth fault;

– an insulation failure due to re-energization overvoltages causes an unsuccessful reclosure.

6.3.1 *Earth-fault overvoltages*

Earth-fault overvoltages should be taken into account in systems with high earth-fault factors, i.e. for distribution lines or transmission lines in resonant earthed-neutral systems. The acceptable failure rates for these lines shall be selected in the order of magnitude of their two-phase lightning outage rate. As a guide, acceptable failure rates between 0,1 and 1,0 flashover/year are typical.

Special considerations are necessary for lines in range II where energization and re-energization overvoltages are normally controlled to low amplitudes, since in this case the slow-front overvoltage generated by earth faults may be more severe.

6.3.2 *Energization and re-energization overvoltages*

Energization overvoltages are of interest for all overhead lines, but specially in range II. Suitable acceptable failure rates are in the order of 0,005 – 0,05 flashover/year.

Re-energization overvoltages require attention for transmission lines when fast three-phase reclosing is applied (because of trapped charges). Acceptable failure rates of 0,005 – 0,05 flashover/year may be suitable.

Re-energization overvoltages can be disregarded when single-phase reclosing is used on transmission lines or for distribution lines in which the distribution transformers remain connected during the operation.

Slow-front overvoltages are one of the factors determining the air clearances and, for some type of insulators, the insulator fittings. Usually their importance is restricted to transmission lines in the higher system voltage range of 123 kV and above. Where free-swinging insulators are applied, air clearances for slow-front overvoltages are generally determined assuming moderate (mean) swing conditions. For distribution lines, the clearances are generally determined by the insulator (see 6.2) and slow-front overvoltages need not be considered.

6.4 *Insulation co-ordination for lightning overvoltages*

The lightning performance for overhead lines depends on a variety of factors, among which the most important are:

– the lightning ground flash density;
– the height of the overhead line;
– the conductor configuration;
– the protection by shield wires;
– the tower earthing;
– the insulation strength.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

6.4.1 *Lignes de distribution*

Dans le cas des lignes de distribution, on part de l'hypothèse selon laquelle chaque coup de foudre direct sur la ligne provoque un amorçage entre phases, avec ou sans liaison à la terre. La protection par câble de garde est inutile, dans la mesure où la mise à la terre des pylônes et la tenue diélectrique ne peuvent être améliorées dans des conditions économiquement acceptables à un niveau permettant d'éviter tout amorçage en retour. La performance des lignes de distribution vis-à-vis de la foudre dépend donc largement de la densité du foudroiement au sol et de la hauteur de ces lignes.

Dans le cas des lignes de distribution équipées de consoles non mises à la terre (lignes à poteaux en bois), les surtensions induites sont sans importance. Cependant, la tenue diélectrique élevée par rapport à la terre entraîne des surtensions d'amplitudes élevées arrivant sur les postes. Dans ce cas, il convient de porter une attention particulière pour effectuer un choix approprié des parafoudres de poste (du point de vue de l'énergie).

Dans le cas de lignes de distribution équipées de consoles mises à la terre, les surtensions induites peuvent affecter le choix de la tension de tenue spécifiée aux chocs de foudre de l'isolation des lignes aériennes.

6.4.2 *Lignes de transport*

Sur les lignes de tension supérieure à 72,5 kV, on peut négliger les tensions induites, et seuls les coups de foudre directs tombant sur la ligne déterminent sa performance vis-à-vis de la foudre. Il n'est pas possible de fournir d'indications d'ordre général sur un taux de performance approprié, dans la mesure où celui-ci dépend en grande partie des conséquences d'une indisponibilité résultant d'un coup de foudre et des coûts de l'amélioration de la protection par câble de garde, de la mise à la terre et de la tenue diélectrique. Cependant, il est possible d'adopter, pour le tronçon de ligne situé en amont des postes, des taux moins élevés que sur les autres tronçons, afin de réduire les amplitudes et la fréquence des surtensions incidentes ainsi que pour réduire la probabilité de défaut kilométrique (voir CEI 56).

7 Points particuliers concernant les postes

7.1 *Remarques générales*

Les contraintes de tension qui peuvent se produire dans un poste (voir figure 11) sont décrits dans les paragraphes 7.1.1 à 7.1.4 suivants.

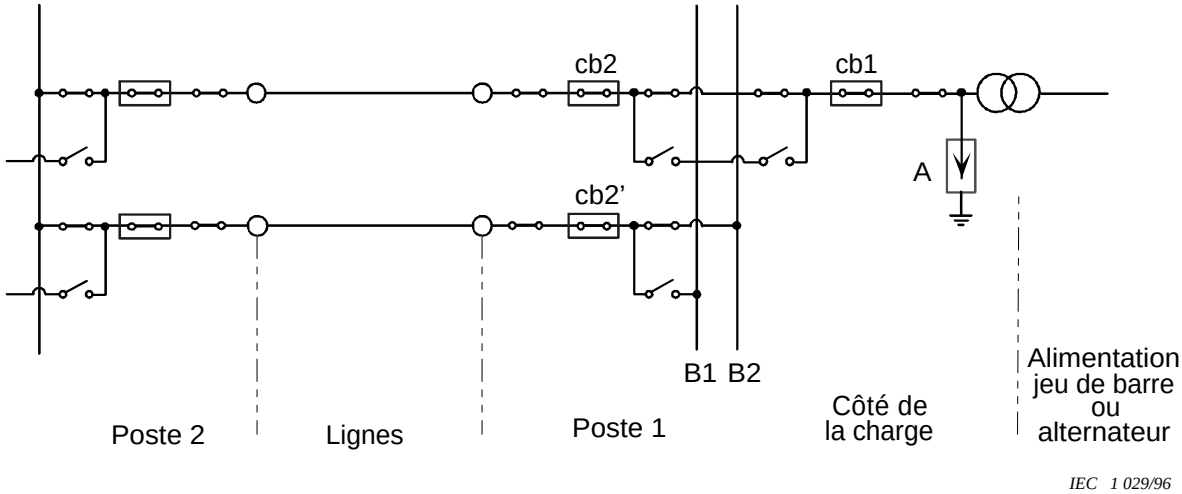


Figure 11 – Exemple de disposition schématique de poste utilisé pour la localisation des contraintes (voir 7.1)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

6.4.1 *Distribution lines*

For distribution lines, it should be assumed that each direct lightning flash to the line causes a flashover between phases with or without a flashover to earth. Protection by shield wires is useless because tower earthing and insulation strength cannot economically be improved to such a degree that back flashovers are avoided. The lightning performance of distribution lines, therefore, is largely determined by the ground flash density and the line height.

For distribution lines with unearthed crossarms (wood-pole lines), induced overvoltages from nearby strokes to earth have no importance. However, the high dielectric strength to earth causes overvoltage surges with high amplitudes impinging on the substation and, in such cases, consideration should be given for the appropriate choice of substation surge arresters (energy requirements).

For distribution lines with earthed crossarms, induced overvoltages may affect the required lightning impulse strength of the overhead line insulation.

6.4.2 *Transmission lines*

For transmission lines above 72,5 kV, induced voltages can be neglected and only direct flashes to the line determine the lightning performance. A general guide for a suitable target performance rate cannot be given because this rate would largely depend on the consequences of a lightning outage and the cost to improve shielding, earthing and insulation strength. It is possible, however, to design for a lower outage rate for the line section in front of the substation than for the rest of the line, in order to reduce the amplitudes and frequency of the overvoltage surges impinging on the substation and also to reduce the probability of occurrence of short-line faults (see IEC 56).

7 Special considerations for substations

7.1 *General remarks*

The voltage stresses which can arise in a substation as shown in figure 11 are described in the following subclauses 7.1.1 to 7.1.4.

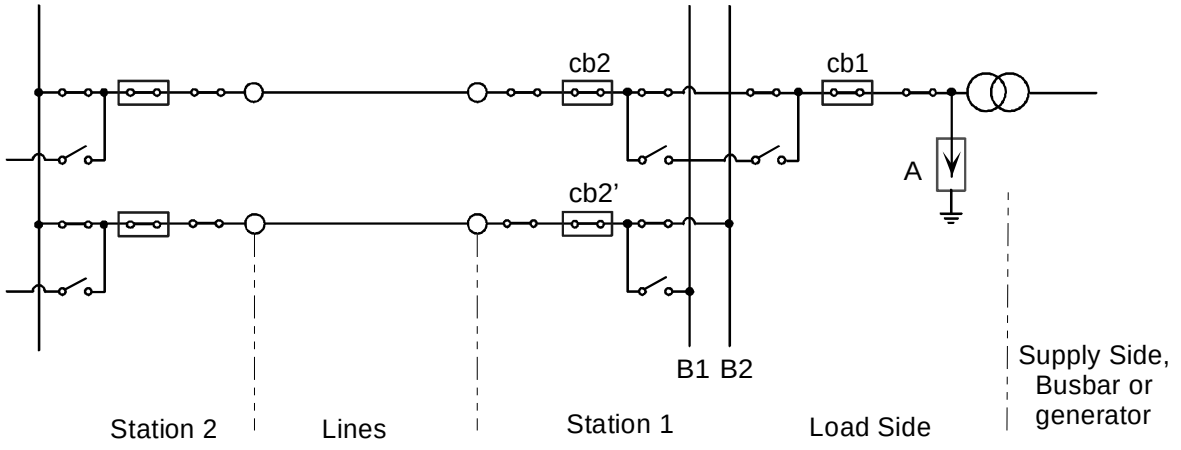


Figure 11 – Example of a schematic substation layout used for the overvoltage stress location (see 7.1)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

7.1.1 *Tension d'exploitation*

Elle est présumée égale à la tension la plus élevée du réseau. Tous les organes du poste sont soumis aux mêmes contraintes.

7.1.2 *Surtension temporaire*

Les défauts à la terre du côté de la charge génèrent une contrainte identique sur tous les éléments d'une phase du poste.

Les surtensions consécutives à une perte de charge qui peuvent affecter le poste sont principalement dues à une défaillance dans un autre poste à distance (poste 2). Selon la protection adoptée, tous les organes, ou ceux qui sont placés entre le disjoncteur cb2 et le transformateur, sont soumis à des contraintes. Dans le cas d'une défaillance dans le poste même (poste 2), seuls les organes situés entre le disjoncteur cb1 et le transformateur subiraient des surtensions dues à la perte de charge.

Si le transformateur est relié à un alternateur, des surtensions longitudinales peuvent se produire au niveau du disjoncteur cb1 pendant la phase de synchronisation. Lorsque le jeu de barres B2 est sur un réseau différent, l'isolation longitudinale des sectionneurs entre jeux de barres peut être soumise à la tension d'exploitation sur la barre B2 et à la surtension due à une perte de charge sur la barre B1, en opposition de phase.

7.1.3 *Surtensions à front lent*

Les surtensions à l'enclenchement ou au réenclenchement de la ligne ne peuvent présenter des amplitudes élevées, correspondant à celles de la sortie de la ligne, qu'entre l'entrée de la ligne et le disjoncteur cb2. Les autres organes du poste sont soumis au même niveau que celui de l'entrée de la ligne.

Tous les éléments du poste peuvent être affectés par des surtensions provoquées par des défauts ou par l'élimination de défauts.

7.1.4 *Surtensions à front rapide*

Tous les éléments du poste peuvent être soumis à des surtensions de foudre. L'amplitude de ces surtensions dépend toutefois de leur distance par rapport au parafoudre.

Des surtensions de manœuvre à front rapide ne peuvent se produire que sur les parties connectées du poste (par exemple sur la barre B2), ou au niveau de l'un des disjoncteurs lorsqu'ils sont connectés par l'un des sectionneurs de barres.

Les différentes étapes de la coordination de l'isolement sont présentées, à l'aide de trois exemples, dans l'annexe H.

Le comité chargé des matériels concernés ayant notamment pour tâche de spécifier les tensions appropriées d'essai longue durée à la fréquence industrielle, on ne vérifie pas dans ces exemples les tensions de tenue spécifiées correspondantes.

NOTES

1 Au départ, il est possible qu'une seule ligne soit sous tension. Il convient alors de prêter attention aux surtensions temporaires résultant d'une perte de charge consécutive à un défaut à la terre.

2 Lorsque les transformateurs sont alimentés par une longue ligne, ils peuvent être affectés, ainsi que le jeu de barres, par des surtensions à front lent.

3 Sur les PSEM, il peut être nécessaire de prendre en considération les surtensions transitoires très rapides dues à des manœuvres du sectionneur.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

7.1.1 *Operating voltage*

It is assumed equal to the highest system voltage. All parts of the substation are equally stressed.

7.1.2 *Temporary overvoltage*

Earth faults on the load side stress all parts of one phase of the substation equally.

Load rejection overvoltages may arise in the substation mainly due to a fault in the distant substation (station 2). Depending on the protection scheme, either all or some parts between circuit-breaker cb2 and the transformer will be stressed. For a fault in the substation itself (station 1), only the parts between circuit-breaker cb1 and the transformer are subjected to load rejection overvoltages.

Longitudinal overvoltage stresses may exist at circuit-breaker cb1 during synchronization if the transformer is connected to a generator. When busbar B2 is operating in a different system, the longitudinal insulation of the busbar disconnectors may be subjected to the operating voltage on busbar B2 and the load rejection overvoltage on busbar B1 in phase opposition.

7.1.3 *Slow-front overvoltages*

Overvoltages due to line energization or re-energization can have the high amplitudes of the receiving end only between the line entrance and the circuit-breaker cb2. The rest of the substation is subjected to the overvoltages at the sending end.

Overvoltage due to faults and fault clearing may occur in all parts.

7.1.4 *Fast-front overvoltages*

Lightning overvoltages may arise at all parts of the station; however, with different amplitudes depending on the distance to the arrester.

Fast-front switching overvoltages occur only on the switched section of the station (e.g. on busbar B2) or at one of the breakers, when they are switched by one of the busbar disconnectors.

The different steps of insulation co-ordination are shown in three selected examples in annex H.

As the specification of suitable long-duration power-frequency test voltages is left to the technical apparatus committees, the verification of the required long-duration power-frequency withstand voltages is omitted from the examples.

NOTES

1 At the initial stage, only one line may be in service and temporary overvoltages due to load rejection after an earth fault need consideration.

2 When the transformers are energized via a long line, slow-front overvoltages may also stress transformer and busbar.

3 In GIS, very-fast-front overvoltages due to disconnector operations may need consideration.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

7.2 *Coordination de l'isolement vis-à-vis des surtensions*

7.2.1 *Postes sur des réseaux de distribution avec U_m jusqu'à 36 kV, dans la gamme de tension I*

Pour le matériel de cette gamme de tension, la CEI 71-1 spécifie des valeurs normalisées de tensions assignées de courte durée à la fréquence industrielle, ainsi que de tenue au choc de foudre.

A titre d'indication générale, on peut considérer que dans la gamme des tensions de distribution, la tension de tenue normalisée de courte durée à la fréquence industrielle couvre les tensions de tenue spécifiées phase-terre en onde de manœuvre. Les tensions de tenue spécifiées en onde de manœuvre entre phases doivent cependant être prises en compte dans le choix de la tension de tenue normalisée en onde de foudre, ou de la tension de tenue à fréquence industrielle de courte durée.

Si les surtensions à front lent entre phases sont limitées, un matériel adapté à une valeur de tension normalisée inférieure de tenue au choc de foudre, prise dans le tableau 2 de la CEI 71-1, peut être utilisé, notamment, sur les installations suivantes:

a) réseaux et installations industrielles non reliés à des lignes aériennes;

b) réseaux et installations industrielles reliés à des lignes aériennes uniquement par des transformateurs, la capacité à la terre des câbles raccordés aux bornes basse tension de ces transformateurs étant au moins égale à 0,05 µF par phase. Lorsque la capacité à la terre des câbles est insuffisante, des condensateurs supplémentaires peuvent être installés entre l'appareil de coupure et le transformateur, le plus près possible des bornes de ce dernier. La capacité combinée à la terre des câbles et des condensateurs supplémentaires est alors d'au moins 0,05 µF par phase;

c) réseaux et installations industrielles reliés directement à des lignes aériennes, des parafoudres assurant une protection appropriée contre les surtensions.

Dans tous les autres cas, ou lorsqu'un très haut niveau de sécurité est nécessaire, il convient d'utiliser un matériel adapté à la tension supérieure assignée de tenue au choc de foudre.

7.2.1.1 *Matériel relié à une ligne aérienne par l'intermédiaire d'un transformateur*

Le matériel relié aux bornes basse tension d'un transformateur alimenté du côté haute tension par une ligne aérienne n'est pas directement soumis aux surtensions de foudre ou de manœuvre qui prennent naissance sur cette ligne. Cependant, ce matériel peut être affecté par des surtensions qui se transmettent de l'enroulement haute tension à l'enroulement basse tension du transformateur par couplage électrostatique et électromagnétique. Il est nécessaire de les prendre en compte dans la procédure de coordination de l'isolement et d'envisager l'éventuelle utilisation de systèmes de protection.

L'annexe E donne l'expression analytique des composantes électrostatiques et électromagnétiques de la tension transmise.

7.2.1.2 *Matériel relié à une ligne aérienne par l'intermédiaire d'un câble*

Dans ce cas, la coordination de l'isolement passe non seulement par la protection du matériel du poste, mais aussi par celle du câble.

Lorsqu'une surtension de foudre se propage le long d'une ligne aérienne et attaque un câble, elle se décompose en une onde réfléchie et une onde transmise, l'amplitude de cette dernière étant beaucoup plus faible que celle de la surtension incidente. Cependant, les ondes réfléchies ultérieurement à chaque extrémité du câble entraînent une augmentation importante de la tension le long du câble par rapport à cette valeur initiale. Il convient généralement de sélectionner, à partir du tableau 2 de la CEI 71-1, les tensions supérieures normalisées de tenue au choc de foudre, et d'installer des parafoudres au niveau de la jonction ligne câble. Si la ligne aérienne comporte des poteaux en bois et s'il est possible qu'une seule ligne soit reliée au poste (extrémité ouverte), il peut être nécessaire d'implanter des parafoudres supplémentaires à l'entrée du câble dans le poste.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

7.2 *Insulation co-ordination for overvoltages*

7.2.1 *Substations in distribution systems with U_m up to 36 kV in range I*

For equipment in this voltage range, IEC 71-1 specifies standard rated short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages.

As a general guide, it can be assumed that in the distribution voltage range the required switching impulse withstand voltages phase-to-earth are covered by the standard short-duration power-frequency withstand voltage. The required switching impulse withstand voltages phase-to-phase, however, have to be considered in the selection of the standard lightning impulse withstand voltage, or the short-duration power-frequency withstand voltage.

Provided that the slow-front phase-to-phase overvoltages have been accommodated, equipment designed to the lower standard lightning impulse withstand voltage values from IEC 71-1, table 2, may be suitable for installations such as the following:

a) systems and industrial installations not connected to overhead lines;

b) systems and industrial installations connected to overhead lines only through transformers where the capacitance to earth of cables connected to the transformer low-voltage terminals is at least 0,05 µF per phase. When the cable capacitance to earth is insufficient, additional capacitors should be added on the transformer side of the switchgear, as close as possible to the transformer terminals, so that the combined capacitance to earth of the cables plus the additional capacitors is at least 0,05 µF per phase;

c) systems and industrial installations connected directly to overhead lines, when adequate overvoltage protection by surge arresters is provided.

In all other cases, or where a very high degree of security is required, equipment designed to the higher rated lightning impulse withstand voltage value should be used.

7.2.1.1 *Equipment connected to an overhead line through a transformer*

Equipment connected to the low-voltage side of a transformer supplied on the high-voltage side from an overhead line is not directly subjected to lightning or switching overvoltages originating on the overhead line. However, due to electrostatic and electromagnetic transference of such overvoltages from the high-voltage side winding to the low-voltage winding of the transformer, such equipment can be subjected to overvoltages which must be taken into account in the insulation co-ordination procedure with the possible application of protective devices.

Analytical expressions for the electrostatic and electromagnetic terms of the transferred voltage are given in annex E.

7.2.1.2 *Equipment connected to an overhead line through a cable*

Insulation co-ordination, in this case, is not only concerned with the protection of the substation equipment but also of the cable.

When a lightning surge propagating along an overhead line impinges on a cable, it breaks up into a reflected wave and a transmitted wave, where the transmitted wave amplitude is substantially decreased as compared to that of the impinging surge. Subsequent reflections at each end of the cable, however, usually result in a substantial increase in the voltage along the cable above this initial value. In general, the higher standard rated lightning impulse withstand voltages from IEC 71-1, table 2, should be selected and surge arresters installed at the line-cable junction. When wood poles are used in the overhead line and when only one line may be connected to the substation, additional arresters may be required at the cable entrance of the substation.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

7.2.2 *Postes de réseaux de transport dont U_m est comprise entre 52,5 kV et 245 kV dans la gamme de tension I*

Pour le matériel de cette gamme de tension, la CEI 71-1 spécifie des tensions normalisées de tenue de courte durée à la fréquence industrielle et de tenue au choc de foudre.

On peut prendre pour hypothèse générale que pour les lignes de transport dans la gamme de tension I, la tension normalisée de tenue de courte durée à la fréquence industrielle couvre les surtensions spécifiées de manœuvre phase-terre. Les tensions spécifiées de tenue au choc de manœuvre entre phases doivent toutefois être prises en compte lors de la sélection de la tension de tenue au choc de foudre ou de la tension normalisée de tenue à fréquence industrielle de courte durée applicable au matériel implanté à l'entrée de la ligne. Sinon, il peut être nécessaire de soumettre le matériel triphasé à un essai complémentaire au choc de manœuvre entre phases.

Pour la détermination de la tension de tenue aux chocs de foudre, de nombreuses considérations relatives à la gamme des tensions de distribution s'appliquent aussi à la gamme des tensions de transport, à l'intérieur de la gamme I. Cependant, dans la mesure où la disparité des matériels et de leurs implantations est moins grande, il est recommandé de suivre la procédure de la coordination de l'isolement pour un certain nombre de combinaisons représentatives ligne aérienne-poste, en utilisant au moins les procédures simplifiées décrites dans l'annexe F.

7.2.3 *Postes de réseaux de transport, gamme de tension II*

Pour le matériel de cette gamme de tension, la CEI 71-1 spécifie les tensions normalisées de tenue au choc de manœuvre et de foudre.

Dans cette gamme de tension, il est généralement recommandé d'utiliser les méthodes statistiques pour la coordination de l'isolement. Il convient d'étudier avec attention la fréquence des surtensions, dues aussi bien à des manœuvres et à des défauts qu'à des foudroiements, en tenant soigneusement compte de l'emplacement du matériel dans le poste, par exemple, en distinguant entre le matériel situé en entrée ou en sortie des lignes alimentées. De plus, la méthode déterministe de coordination de l'isolement, dans le cas de surtensions temporaires, peut donner lieu à une détermination de tensions de tenue normalisées trop conservatoires. Des procédures plus précises devraient donc être mises en œuvre, qui prendraient en compte la durée effective des surtensions et la caractéristique tension-temps de tenue à la fréquence industrielle de l'isolation.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

7.2.2 *Substations in transmission systems with U_m between 52,5 kV and 245 kV in range I*

For equipment in this voltage range, IEC 71-1 specifies standard rated short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages.

As a general guide, it can be assumed that in the transmission voltage range within range I, the required switching impulse withstand voltages phase-to-earth are covered by the standard short-duration power-frequency withstand voltage. The required switching impulse withstand voltages phase-to-phase, however, have to be considered in the selection of the lightning impulse withstand voltage or standard short-duration power-frequency withstand voltage for the equipment at the line entrance or additional phase-to-phase switching impulse tests may be necessary for three-phase equipment.

For the selection of the lightning impulse withstand voltage, many considerations for the distribution voltage range also apply to the transmission voltage range within range I. However, as the variety of equipment and locations is not as great, it is recommended that the insulation co-ordination procedure be carried out for a number of representative substation-overhead line combinations using at least the simplified procedures described in annex F.

7.2.3 *Substations in transmission systems in range II*

For equipment in this voltage range, IEC 71-1 specifies standard rated switching and lightning impulse withstand voltages.

In this voltage range, the use of the statistical methods of insulation co-ordination should generally be applied. The frequency of overvoltages for both switching operations or faults and lightning events should be examined, carefully considering the location of the equipment in the substation (e.g. to distinguish between equipment at the sending or receiving end of energized lines). Furthermore, the deterministic insulation co-ordination method based on temporary overvoltages may result in standard withstand voltages that are too conservative and more accurate procedures should be applied, which take into account the actual overvoltage duration and the power-frequency voltage-time withstand characteristic of the insulation.

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe A
(normative)

Distances dans l'air assurant une tension spécifiée de tenue aux chocs dans une installation

Dans des installations complètes (postes par exemple) qui ne peuvent pas être essayées dans leur ensemble, il est nécessaire de s'assurer que la tenue diélectrique est adéquate.

Les tensions de tenue aux chocs de foudre et de manœuvre dans l'air, dans des conditions atmosphériques normalisées, doivent être égales ou supérieures aux tensions de tenue aux chocs de foudre et de manœuvre spécifiées dans la présente norme. En suivant ce principe, les distances d'air minimales ont été déterminées pour différentes configurations d'électrodes. Les distances minimales spécifiées sont déterminées avec une approche prudente qui prend en compte l'expérience acquise, des considérations économiques et les dimensions effectives du matériel dans la gamme des distances inférieures à 1 m.

Ces distances dans l'air sont exclusivement basées sur des prescriptions de coordination de l'isolement. Des prescriptions de sécurité peuvent impliquer des distances dans l'air substantiellement plus grandes.

Les tableaux A.1, A.2 et A.3 sont d'application générale puisqu'ils donnent les distances minimales qui assurent un niveau d'isolement spécifié.

Ces distances peuvent être inférieures s'il a été démontré par des essais sur des configurations réelles ou similaires que les tensions de tenue aux chocs normalisées sont satisfaites en prenant en considération toutes les conditions d'environnement qui créent des irrégularités à la surface des électrodes, par exemple la pluie ou la pollution. Par conséquent, ces distances ne sont pas applicables à des matériels qui ont un essai de type de tenue au choc inclus dans la spécification, car des distances obligatoires peuvent pénaliser la conception des matériels, accroître leur coût et freiner le progrès.

Les distances d'air peuvent aussi être plus faibles lorsqu'il a été confirmé par le retour d'expérience que les surtensions sont inférieures aux valeurs supposées lors du choix des tensions de tenue normalisées, ou que la configuration des électrodes est plus favorable que celle admise pour définir les distances recommandées.

Le tableau A.1 donne la relation entre la distance d'air minimale et la tension de tenue normalisée au choc de foudre pour des configurations d'électrodes de type pointe-structure et, en outre dans la gamme II, pour des configurations de type conducteur-structure. Ce tableau est aussi bien valable pour les distances phase-terre que pour les distances entre phases, (voir note du tableau A.1).

Le tableau A.2 donne la distance d'air minimale pour des configurations d'électrodes de type conducteur-structure et pointe-conducteur en fonction de la tension phase-terre de tenue au choc de manœuvre normalisée. La configuration conducteur-structure couvre une large gamme de configurations utilisées normalement.

Le tableau A.3 donne la distance d'air minimale pour des configurations d'électrodes de type conducteur-conducteur et pointe-conducteur en fonction de la tension phase-phase de tenue au choc de manœuvre normalisée. La configuration dissymétrique pointe-conducteur est la pire des configurations normalement rencontrées en service. La configuration conducteur-conducteur couvre toutes les configurations symétriques à formes d'électrodes similaires sur les deux phases.

Les distances d'air applicables en service sont déterminées sur la base des règles données ci-dessous.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex A
(normative)

Clearances in air to assure a specified impulse withstand voltage installation

In complete installations (e.g. substations) which cannot be tested as a whole, it is necessary to ensure that the dielectric strength is adequate.

The switching and lightning impulse withstand voltages in air at standard atmosphere shall be equal to, or greater than, the standard switching and lightning impulse withstand voltages as specified in this standard. Following this principle, minimum clearances have been determined for different electrode configurations. The minimum clearances specified are determined with a conservative approach, taking into account practical experience, economy, and size of practical equipment in the range below 1 m clearance.

These clearances are intended solely to address insulation co-ordination requirements. Safety requirements may result in substantially larger clearances.

Tables A.1, A.2 and A.3 are suitable for general application, as they provide minimum clearances ensuring the specified insulation level.

These clearances may be lower if it has been proven by tests on actual or similar configurations that the standard impulse withstand voltages are met, taking into account all relevant environmental conditions which can create irregularities on the surface of electrodes, for example rain, pollution. The distances are therefore not applicable to equipment which has an impulse type test included in the specification, since mandatory clearance might hamper the design of equipment, increase its cost and impede progress.

The clearances may also be lower, where it has been confirmed by operating experience that the overvoltages are lower than those expected in the selection of the standard withstand voltages or that the gap configuration is more favourable than that assumed for the recommended clearances.

Table A.1 correlates the minimum air clearances with the standard lightning impulse withstand voltage for electrode configurations of the rod-structure type and, in addition for range II, of the conductor-structure type. They are applicable for phase-to-earth clearances as well as for clearances between phases (see note under table A.1).

Table A.2 correlates the minimum air clearances for electrode configurations of the conductor-structure type and the rod-structure type with the standard switching impulse withstand voltage phase-to-earth. The conductor-structure configuration covers a large range for normally used configurations.

Table A.3 correlates the minimum air clearances for electrode configurations of the conductor-conductor type and the rod-conductor type with the standard switching impulse withstand voltage phase-to-phase. The unsymmetrical rod-conductor configuration is the worst electrode configuration normally encountered in service. The conductor-conductor configuration covers all symmetrical configurations with similar electrode shapes on the two phases.

The air clearances applicable in service are determined according to the following rules.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.1 Gamme I

Les distances d'air phase-terre et phase-phase sont déterminées à partir de la tension normalisée de tenue au choc de foudre donnée par le tableau A.1. La tension normalisée de tenue à la fréquence industrielle de courte durée peut être négligée si le rapport entre la tension normalisée de tenue au choc de foudre et la tension normalisée de tenue à la fréquence industrielle de courte durée est supérieur à 1,7.

A.2 Gamme II

La distance d'air phase-terre est la plus grande des distances pour la configuration pointe-structure déterminées à partir des tensions normalisées de tenue au choc de foudre d'une part (tableau A.1) et au choc de manœuvre d'autre part (tableau A.2).

La distance d'air phase-phase est la plus grande des distances déterminées pour la configuration pointe-structure à partir des tensions normalisées de tenue au choc de foudre d'une part (tableau A.1) et au choc de manœuvre d'autre part (tableau A.3).

Les valeurs sont valables pour les altitudes qui ont été considérées dans la détermination des tensions de tenue requises (voir 4.3.2).

Les distances d'air nécessaires pour tenir la tension normalisée de tenue au choc de foudre pour l'isolation longitudinale dans la gamme II peuvent être obtenues en ajoutant 0,7 fois la tension de service maximale phase-terre crête à la valeur de la tension de tenue normalisée en choc de foudre et en divisant la somme par 500 kV/m.

Les distances d'air relatives à l'isolation longitudinale dans la gamme II, nécessaires pour tenir la tension normalisée de tenue au choc de manœuvres, sont inférieures aux valeurs phase-phase correspondantes. De telles distances d'air n'existent généralement que pour des matériels subissant un essai de type et les valeurs minimales ne sont par conséquent pas données dans ce guide.

--`,,`,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.1 Range I

The air clearance phase-to-earth and phase-to-phase is determined from table A.1 for the rated lightning impulse withstand voltage. The standard short-duration power-frequency withstand voltage can be disregarded when the ratio of the standard lightning impulse to the standard short-duration power-frequency withstand voltage is higher than 1,7.

A.2 Range II

The phase-to-earth clearance is the higher value of the clearances determined for the rod-structure configuration from table A.1 for the standard lightning impulse, and from table A.2 for the standard switching impulse withstand voltages respectively.

The phase-to-phase clearance is the higher value of the clearances determined for the rod-structure configuration from table A.1 for the standard lightning impulse and from table A.3 for the standard switching impulse withstand voltages respectively.

The values are valid for altitudes which have been taken into account in the determination of the required withstand voltages (see 4.3.2).

The clearances necessary to withstand the standard lightning impulse withstand voltage for the longitudinal insulation in range II can be obtained by adding 0,7 times the maximum operating voltage phase-to-earth peak to the value of the standard lightning impulse voltage and by dividing the sum by 500 kV/m.

The clearances necessary for the longitudinal standard switching impulse withstand voltage in range II are smaller than the corresponding phase-to-phase value. Such clearances usually exist only in type tested apparatus and minimum values are therefore not given in this guide.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau A.1 – Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de foudre et les distances d'air minimales

Tension normalisée de tenue au choc de foudre	Distance minimale mm	
kV	Pointe-structure	Conducteur-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

NOTE – Le choc de foudre normalisé est applicable à l'isolation phase-phase et à l'isolation phase-terre.

Pour l'isolation phase-terre, la distance minimale pour les configurations conducteur-structure et pointe-structure sont applicables.

Pour l'isolation phase-phase, la distance minimale pour la configuration pointe-structure est applicable.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table A.1 – Correlation between standard lightning impulse withstand voltages and minimum air clearances

Standard lightning impulse withstand voltage	Minimum clearance mm	
kV	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

NOTE – The standard lightning impulse is applicable phase-to-phase and phase-to-earth.

For phase-to-earth, the minimum clearance for conductor-structure and rod-structure is applicable.

For phase-to-phase, the minimum clearance for rod-structure is applicable

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau A.2 – Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de manœuvre et les distances d'air phase-terre minimales

Tension normalisée de tenue au choc de manœuvre	Distance d'air phase-terre minimale mm	
kV	Conducteur-structure	Pointe-structure
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

Tableau A.3 – Relation entre les tensions normalisées de tenue au choc de manœuvre et les distances d'air phase-phase minimales

Tension normalisée de tenue au choc de manœuvre			Distance d'air phase-phase minimale mm	
Phase-terre kV	Valeur phase-phase / Valeur phase-terre	Phase-phase kV	Conducteur-conducteur parallèles	Pointe-conducteur
750	1,5	1125	2300	2600
850	1,5	1275	2600	3100
850	1,6	1360	2900	3400
950	1,5	1425	3100	3600
950	1,7	1615	3700	4300
1050	1,5	1575	3600	4200
1050	1,6	1680	3900	4600
1175	1,5	1763	4200	5000
1300	1,7	2210	6100	7400
1425	1,7	2423	7200	9000
1550	1,6	2480	7600	9400

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table A.2 – Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-earth air clearances

Standard switching impulse withstand voltage	Minimum phase-to-earth mm	
kV	Conductor-structure	Rod-structure
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

Table A.3 – Correlation between standard switching impulse withstand voltages and minimum phase-to-phase air clearances

Standard switching impulse withstand voltage			Minimum phase-to-phase clearance mm	
Phase-to-earth kV	Phase-to-phase value / Phase-to-earth value	Phase-to-phase kV	Conductor-conductor parallel	Rod-conductor
750	1,5	1125	2300	2600
850	1,5	1275	2600	3100
850	1,6	1360	2900	3400
950	1,5	1425	3100	3600
950	1,7	1615	3700	4300
1050	1,5	1575	3600	4200
1050	1,6	1680	3900	4600
1175	1,5	1763	4200	5000
1300	1,7	2210	6100	7400
1425	1,7	2423	7200	9000
1550	1,6	2480	7600	9400

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe B
(informative)

Détermination des surtensions temporaires dues à des défauts à la terre

Le facteur de défaut à la terre est en un emplacement donné d'un réseau triphasé, et pour un schéma d'exploitation donné de ce réseau, rapport entre d'une part la tension efficace la plus élevée, à la fréquence du réseau, entre une phase saine et la terre pendant un défaut à la terre affectant une phase quelconque ou plusieurs phases en un point quelconque du réseau, et d'autre part la valeur efficace de la tension entre phase et terre à la fréquence du réseau qui serait obtenue à l'emplacement considéré en l'absence du défaut (voir définition 3.15 de la CEI 71-1).

Le facteur de défaut à la terre est calculé à partir des impédances complexes Z_1 et Z_0 des systèmes direct et homopolaire, en tenant compte de la résistance de défaut R. Les relations suivantes sont à considérer:

$Z_1 = R_1 + jX_1$: résistance et réactance des systèmes directs et inverses,

$Z_0 = R_0 + jX_0$: résistance et réactance du système homopolaire.

(Les facteurs de défaut à la terre sont calculés à l'endroit du défaut.)

NOTE – A noter que dans les réseaux à neutre mis à la terre par bobine de compensation étendus, le facteur de défaut à la terre peut être plus élevé à des endroits autres que l'emplacement du défaut.

La figure B.1 montre la situation globale lorsque $R_1 << X_1$ et $R = 0$.

La gamme des fortes valeurs de X_0/X_1, en positif et/ou en négatif, correspond à des réseaux à neutre mis à la terre par bobine de compensation ou isolé.

La gamme des faibles valeurs positives de X_0/X_1 correspond à des réseaux à neutre à la terre.

La gamme des faibles valeurs négatives de X_0/X_1 indiquée par des hachures ne convient pas à un usage pratique à cause de l'existence de résonances.

Pour les réseaux à neutre à la terre, les figures B.2 à B.5 indiquent le facteur de défaut à la terre sous la forme de familles de courbes correspondant à des valeurs particulières de R_1/X_1.

Ces courbes sont composées des sections représentant les conditions de fonctionnement les plus critiques avec le repérage suivant:

———— La tension maximale apparaît pendant un défaut à la terre sur la phase en avance sur la phase en défaut.

····· La tension maximale apparaît pendant un défaut à la terre sur la phase en retard sur la phase en défaut.

-·-·-·-·-·-·- La tension la plus élevée apparaît pendant un défaut à la terre sur les phases saines.

Les courbes sont calculées avec la résistance de défaut qui produit la valeur la plus élevée du facteur de défaut à la terre.

--`,,`,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex B
(informative)

Determination of temporary overvoltages due to earth faults

The earth-fault factor is at a given location of a three-phase system, and for a given system configuration, the ratio of the highest r.m.s. phase-to-earth power frequency voltage on a healthy phase during a fault to earth affecting one or more phases at any point on the system to the r.m.s. phase-to-earth power frequency voltage which would be obtained at the given location in the absence of any such fault (see definition 3.15 of IEC 71-1).

The earth-fault factor is calculated using the complex impedances Z_1 and Z_0 of the positive and zero sequence systems, taking into account the fault resistance R. The following applies:

$Z_1 = R_1 + jX_1$: resistance and reactance of positive and negative sequence system,

$Z_0 = R_0 + jX_0$: resistance and reactance of zero sequence system.

(The earth-fault factors are calculated for the location of the fault.)

NOTE – It should be observed that in extended resonant-earthed networks, the earth-fault factor may be higher at other locations than the fault.

Figure B.1 shows the overall situation for $R_1 << X_1$ and $R = 0$

The range of high values for X_0/X_1 positive and/or negative, apply to resonant earthed or isolated neutral systems.

The range of low values of positive X_0/X_1 are valid for earthed neutral systems.

The range of low values of negative X_0/X_1, shown hatched, is not suitable for practical application due to resonant conditions.

For earthed neutral systems, figures B.2 to B.5 show the earth-fault factors as a family of curves applicable to particular values of R_1/X_1.

The curves are divided into regions representing the most critical conditions by the following methods of presentation:

———— Maximum voltage occurs on the phase which leads the faulted phase, during a phase-to-earth fault.

····· Maximum voltage occurs on the phase which lags the faulted phase, during a phase-to-earth fault.

-·-·-·-·-·-· Maximum voltage occurs on the unfaulted phases, during a phase-to-earth fault.

The curves are valid for fault resistance values giving the highest earth-fault factors.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

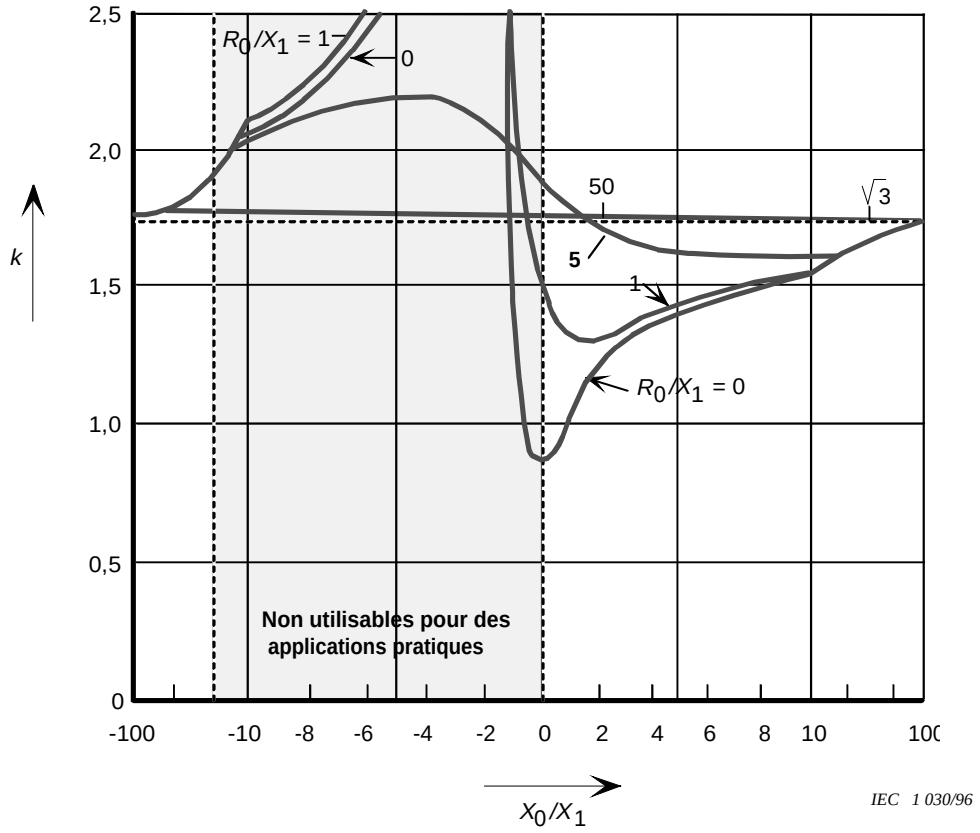


Figure B.1 – Facteur de défaut à la terre *k* en fonction de X_0/X_1 pour $R_1/X_1 = R = 0$

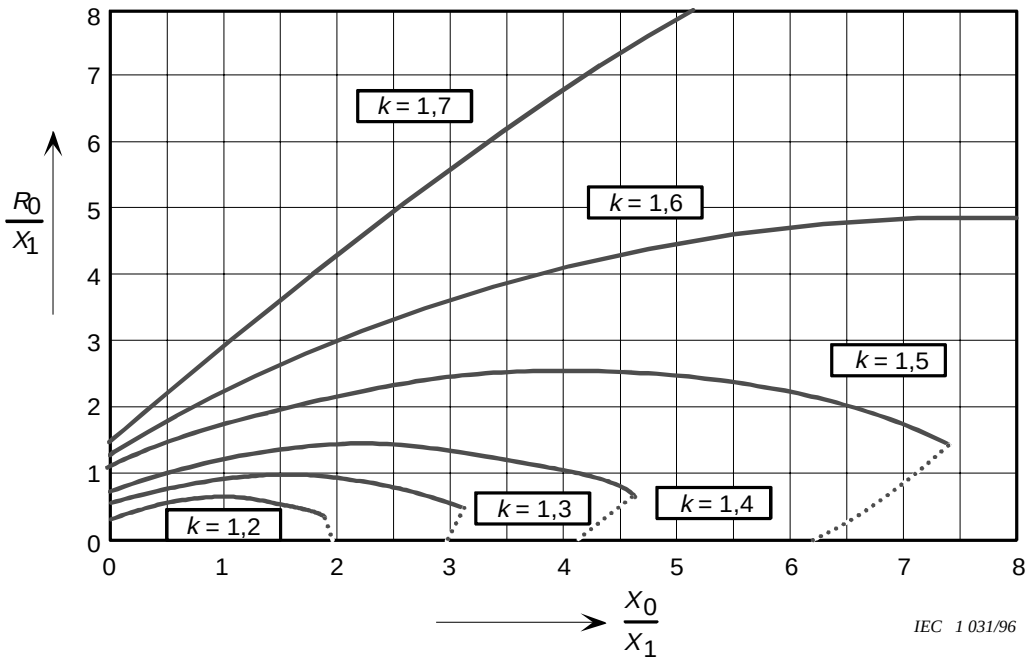


Figure B.2 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre *k* lorsque $R_1 = 0$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

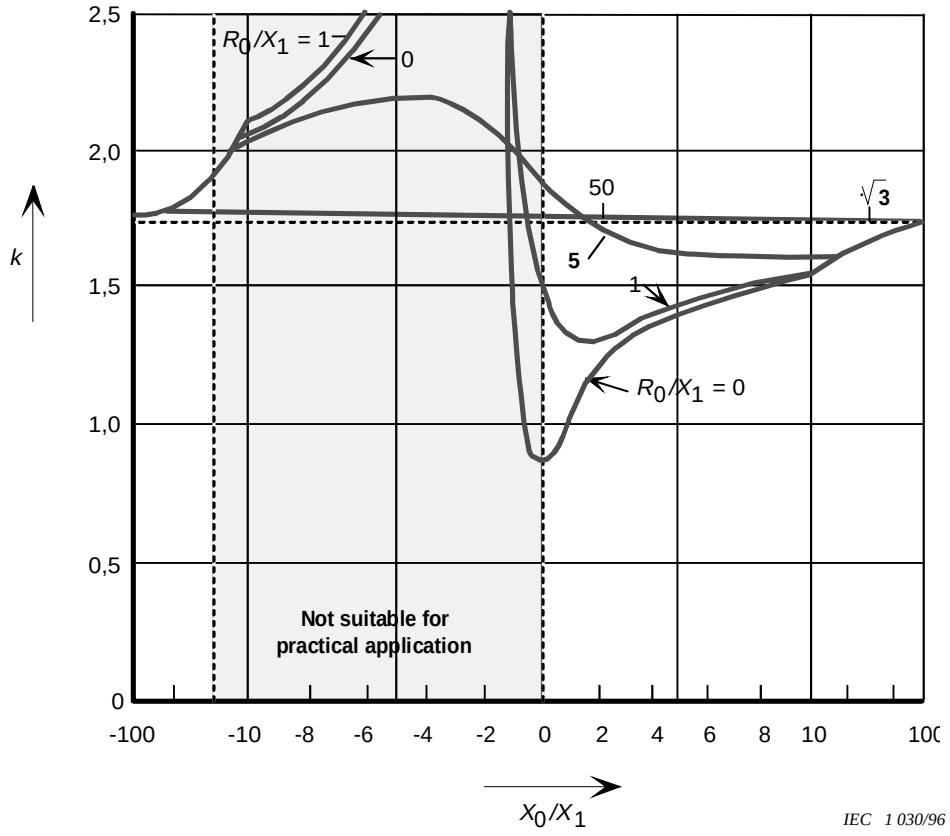


Figure B.1 – Earth-fault factor k on a base of X_0/X_1 for $R_1/X_1 = R = 0$

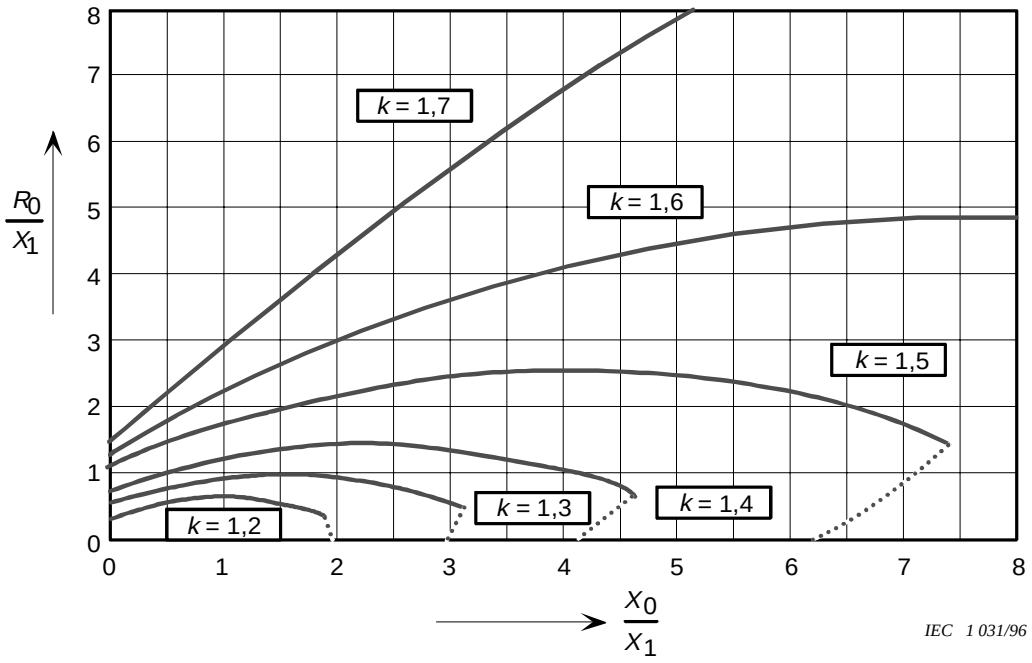


Figure B.2 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = 0$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

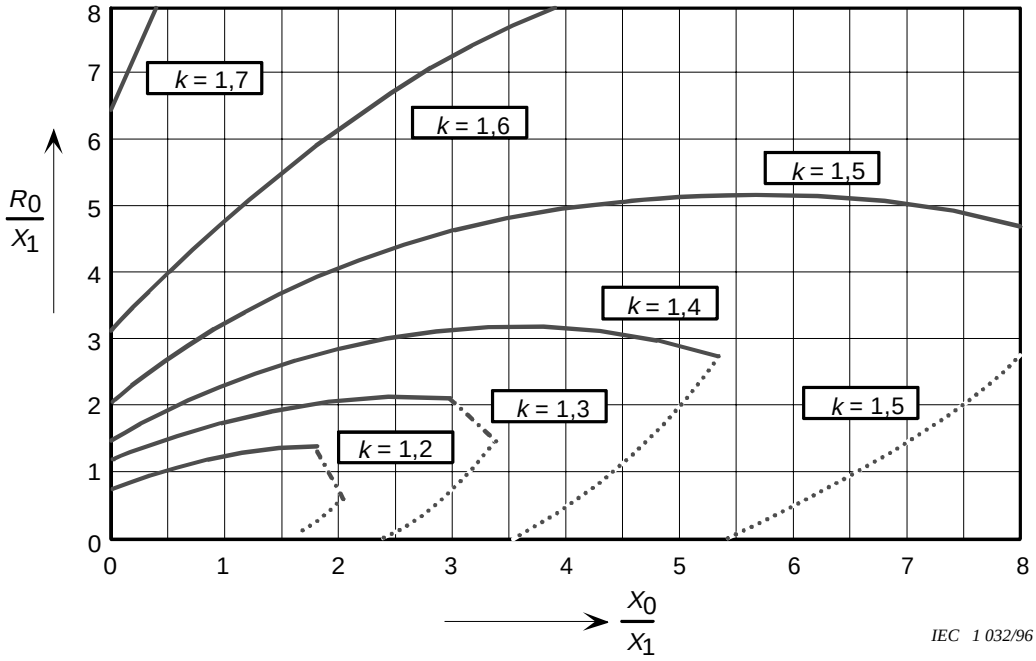


Figure B.3 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 0{,}5\ X_1$

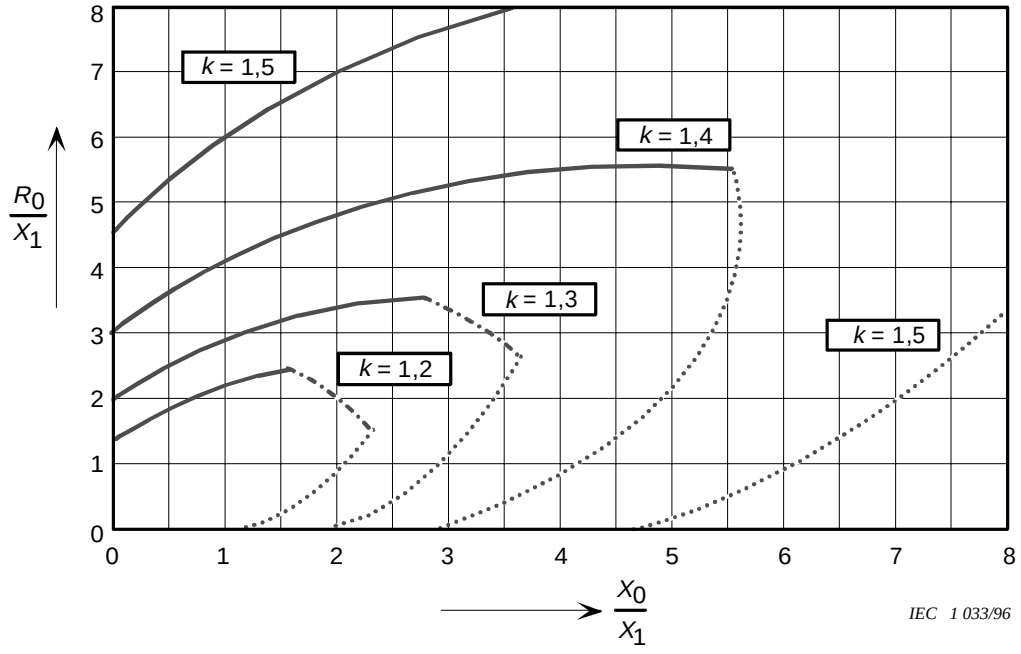


Figure B.4 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = X_1$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

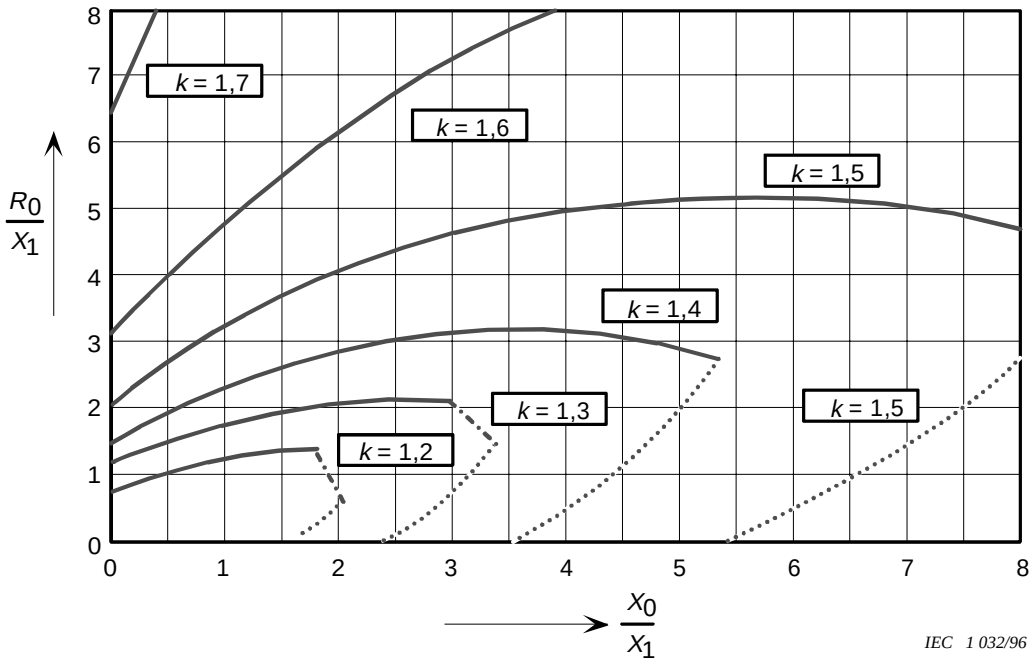


Figure B.3 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = 0{,}5\ X_1$

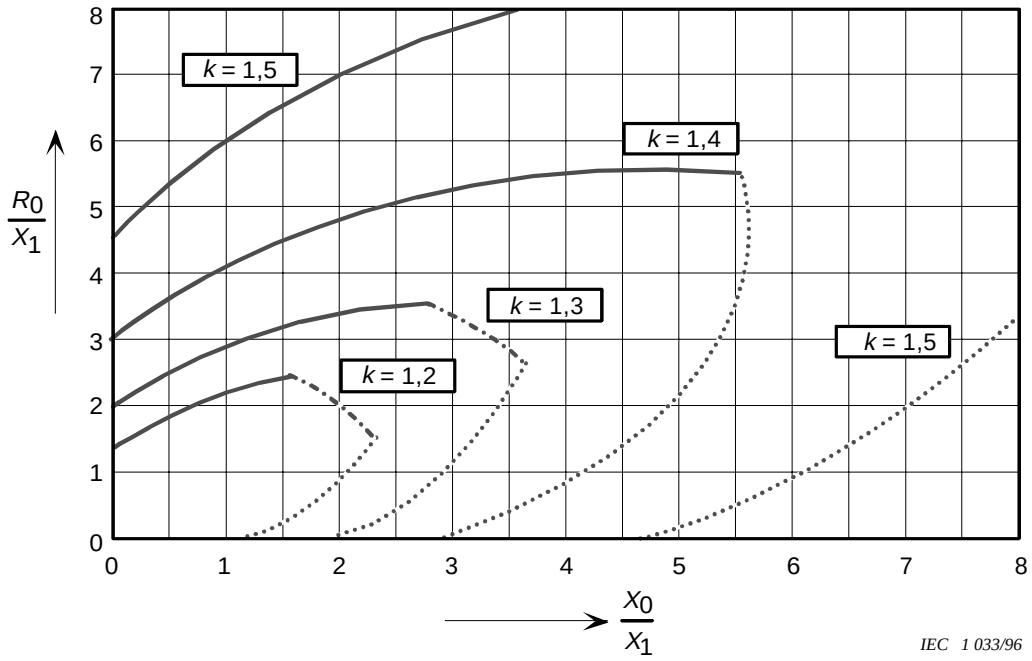


Figure B.4 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = X_1$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

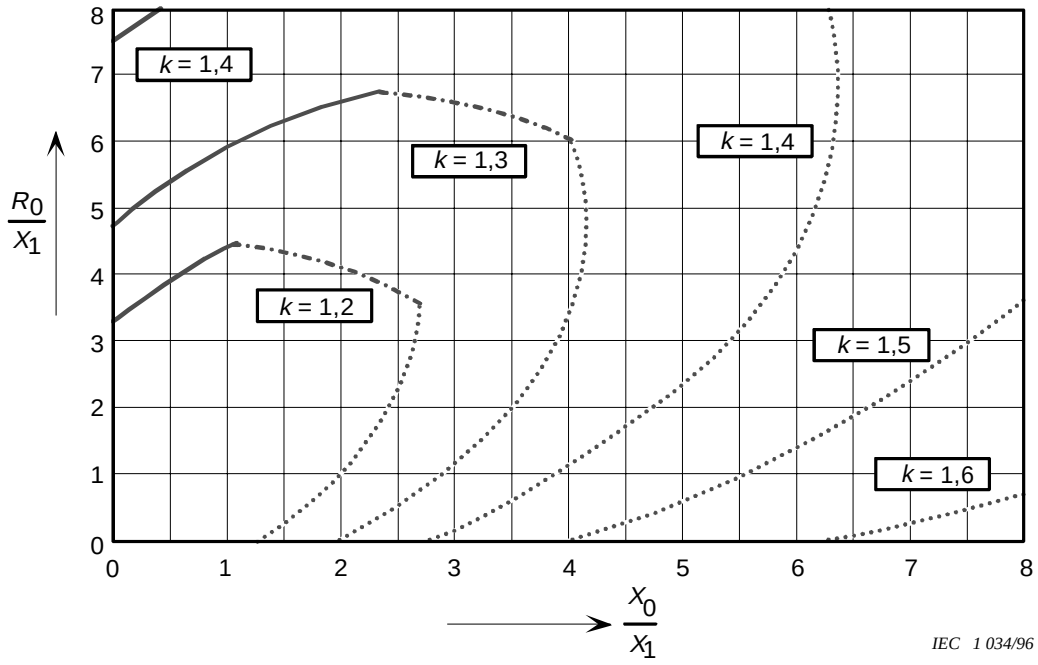


Figure B.5 – Relation entre R_0/X_1 et X_0/X_1 pour des valeurs constantes du facteur de défaut à la terre k lorsque $R_1 = 2X_1$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

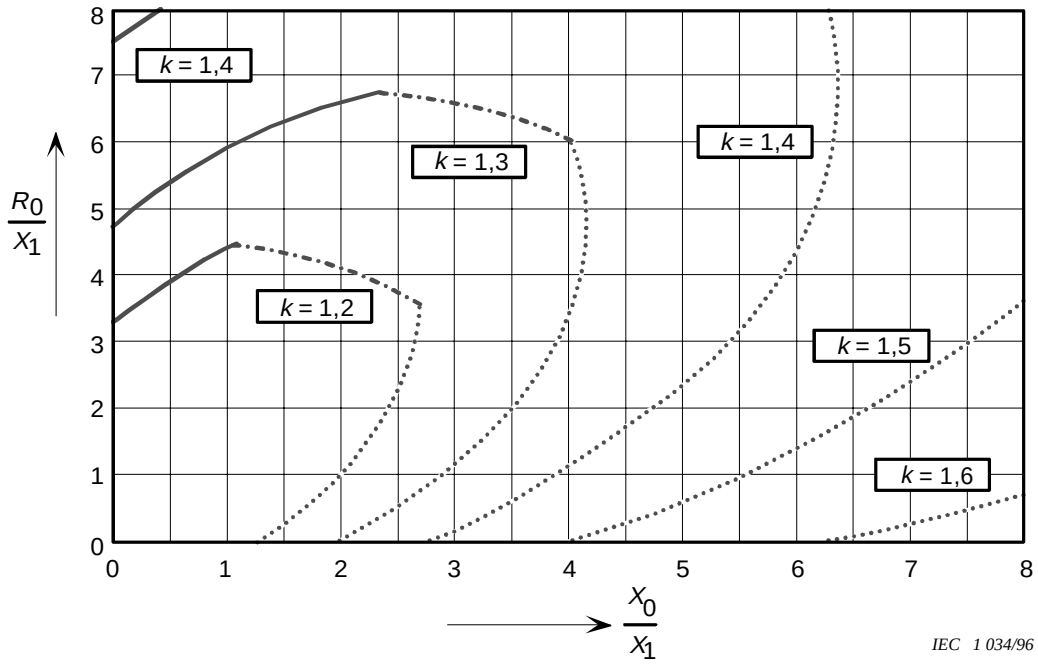


Figure B.5 – Relationship between R_0/X_1 and X_0/X_1 for constant values of earth-fault factor k where $R_1 = 2X_1$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Annexe C
(informative)

Loi de probabilité de Weibull

C.1 Remarques générales

Dans la grande majorité des publications traitant de l'isolation externe, la probabilité d'amorçage de l'isolation $P(U)$ est une fonction de la valeur crête de la tension appliquée représentée par une fonction de répartition de Gauss dont l'expression est la suivante:

$$P(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x} e^{-\frac{1}{2}y^2} \, dy \qquad \text{(C.1)}$$

où

$x = (U - U_{50}) / Z$

U_{50} étant la tension d'amorçage 50 % ($P(U_{50}) = 0{,}5$), et

Z étant l'écart type selon la CEI 60-1.

Il est à noter cependant que l'utilisation de cette fonction $P(U)$ n'a a priori pas de signification physique. Une preuve évidente de ce manque de fondement est que physiquement aucun amorçage n'est possible au-dessous d'un seuil minimum U. C'est pour cela que la fonction est souvent tronquée à ($U_0 = U_{50} – 3\ Z$) ou à ($U_0 = U_{50} – 4\ Z$), de façon à ce que $P(U) = 0$ si $U \leq U_0$. La principale raison qui a amené à utiliser cette expression (C.1) est due au fait qu'elle s'adaptait correctement aux résultats expérimentaux.

De plus, la fonction de répartition des surtensions est généralement représentée par une fonction de répartition de Gauss $F(U)$ qui est souvent tronquée à la valeur ($U_{et} = U_{e50} + 3\ S_e$) ou à ($U_{pt} = U_{p50} + 3\ S_p$) de façon à définir une limite haute présumée pour les surtensions.

Pour prendre en compte ces points, ce guide recommande l'utilisation des lois de probabilité de Weibull, à la fois pour les surtensions et pour la tension d'amorçage d'une isolation autorégénératrice car cela présente les avantage suivants:

– les valeurs de troncature U_0 et U_{et} sont mathématiquement incluses dans l'expression de Weibull;

– les fonctions sont facilement calculables avec des calculatrices de poche;

– l'inverse des fonctions $U = U(P)$ et $U_e = U_e(F)$ ont une expression mathématique et sont facilement calculables avec des calculatrices de poche;

– les expressions de Weibull modifiées sont caractérisées par les mêmes paramètres que les expressions de Gauss tronquées (U_{50}, Z et U_0) pour $P(U)$ et (U_{e2}, S_e et U_{et}) pour $F_e(U)$;

– la fonction de répartition de la probabilité d'amorçage de plusieurs isolations identiques en parallèle a la même expression que celle d'une seule isolation et ses caractéristiques peuvent être facilement déterminées à partir de celle d'une isolation unique.

A partir de la fonction de répartition de Weibull à trois paramètres, cette annexe établit deux fonctions de Weibull modifiées qui doivent être utilisées pour représenter d'une part la fonction de répartition de la probabilité d'amorçage d'une isolation externe en onde de manœuvre et en onde de foudre, et d'autre part la fonction de répartition des valeurs de crête des surtensions pouvant apparaître sur un réseau.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex C
(informative)

Weibull probability distributions

C.1 General remarks

In the vast majority of literature dealing with external insulation the disruptive discharge probability of the insulation as function of the peak value of the applied voltage $P(U)$ is represented by a Gaussian cumulative frequency distribution which is given by the following expression:

$$P(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x} e^{-\frac{1}{2}y^2} \, dy \qquad \text{(C.1)}$$

where

$x = (U - U_{50}) / Z$

U_{50} being the 50 % discharge voltage ($P(U_{50}) = 0{,}5$), and

Z being the conventional deviation according to IEC 60-1.

A fundamental observation, however, is that there is no physical support to the adoption of this function for $P(U)$. An evidence of this lack of support is that physically no discharge can occur below a minimum value of U. The function is therefore truncated at ($U_0 = U_{50} - 3\,Z$) or at ($U_0 = U_{50} - 4\,Z$), so that $P(U) = 0$ for $U \leq U_0$. The main reason why the expression (C.1) was adopted is because it fitted reasonably well with the experimental results.

Also the cumulative frequency distribution of the overvoltages is usually described by a Gaussian cumulative function $F(U)$ which is often truncated at ($U_{et} = U_{e50} + 3\,S_e$) or at ($U_{pt} = U_{p50} + 3\,S_p$) in order to represent an upper assumed limit for the overvoltages.

In order to account for these facts, this guide recommends the use of Weibull probability functions both for the overvoltages and for the disruptive discharge of self-restoring insulation, because it offers the following advantages:

– the truncation values U_0 and U_{et} are mathematically included in the Weibull expression;

– the functions are easily evaluated by pocket calculators;

– the inverse functions $U = U(P)$ and $U_e = U_e(F)$ can be expressed mathematically and are easily evaluated by pocket calculators;

– the modified Weibull expressions are defined by the same parameters characterizing the two truncated Gaussian expressions: (U_{50}, Z and U_0) for $P(U)$, and for example (U_{e2}, S_e and U_{et}) for $F(U_e)$;

– the disruptive discharge probability function of several identical insulations in parallel has the same expression as that of one insulation and its characteristics can be easily determined from those of the single insulation.

This annex describes the derivation of the two modified functions from the Weibull cumulative probability distribution with three parameters, to be used for the representation of the disruptive discharge probability function of external insulation under switching and lightning impulses, and of the cumulative probability distribution of the peak values of the overvoltages occurring in a system.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

C.2 Probabilité d'amorçage d'une isolation externe

L'expression générale de la fonction de Weibull est la suivante:

$$P(U) = 1 - e^{-\left(\frac{U-\delta}{\beta}\right)^{\gamma}} \qquad \text{(C.2)}$$

où δ est la valeur de troncature, β est le paramètre d'échelle et γ est le paramètre de forme.

Cette expression peut être modifiée pour s'adapter à la représentation de la probabilité d'amorçage d'une isolation par une fonction de répartition tronquée en remplaçant la valeur de troncature δ et le facteur d'échelle β par:

$$\delta = U_{50} - N\,Z \qquad \text{(C.3)}$$

$$\beta = NZ(\ln 2)^{-\frac{1}{\gamma}} \qquad \text{(C.4)}$$

ce qui donne la fonction de Weibull modifiée:

$$P(U) = 1 - 0{,}5^{\left(1 + \frac{U-U_{50}}{ZN}\right)^{\gamma}} \qquad \text{(C.5)}$$

dans laquelle la constante N est égale au nombre d'écarts types à retrancher de U_{50} pour obtenir la tension de troncature ($P(U) = 0$) et l'exposant est défini par la condition suivante: ($P(U_{50} - Z) = 0{,}16$) ce qui donne

$$\gamma = \frac{\ln\left[\frac{\ln(1-0{,}16)}{\ln\ 0{,}5}\right]}{\ln(1-(1/N))} \qquad \text{(C.6)}$$

Pour l'isolation externe, on suppose qu'aucun amorçage n'est possible (probabilité de tenue = 100 %) pour la valeur de troncature ($U_0 = U_{50} - 4\ Z$), c'est-à-dire pour $N = 4$. En introduisant $N = 4$ dans l'expression (C.6), on trouve une valeur de l'exposant $\gamma = 4{,}80$ que l'on peut arrondir à $\gamma = 5$ sans faire une erreur importante.

En introduisant la variable réduite ($x = (U - U_{50}) / Z$) comme dans la fonction de Gauss, la fonction de Weibull à utiliser pour la probabilité d'amorçage devient

$$P(U) = 1 - 0{,}5^{\left(1 + \frac{x}{4}\right)^{5}} \qquad \text{(C.7)}$$

La figure 5 représente cette fonction de Weibull modifiée avec la fonction de répartition de Gauss à laquelle elle correspond. La figure 6 représente les mêmes fonctions de répartition sur des échelles gaussiennes.

Si la même surtension vient contraindre simultanément M isolations en parallèle, la probabilité d'amorçage résultante des isolations en parallèle [$P'(U)$] est donnée par l'équation (C.8):

$$P'(U) = 1 - [1 - P(U)]^{M} \qquad \text{(C.8)}$$

En combinant les équations (C.7) et (C.8), la probabilité d'amorçage de M isolations en parallèle est

$$P'(U) = 1 - 0{,}5^{M\left(1 + \frac{x}{4}\right)^{5}} \qquad \text{(C.9)}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

C.2 Disruptive discharge probability of external insulation

The general expression for the Weibull distribution is:

$$P(U) = 1 - e^{-\left(\frac{U-\delta}{\beta}\right)^{\gamma}} \quad \text{(C.2)}$$

where δ is the truncation value, β is the scale parameter and γ is the shape parameter.

This expression can be suitably modified for the description of the discharge probability of an insulation with a truncated discharge probability by substituting the truncation value δ and the scale factor β:

$$\delta = U_{50} - N\,Z \quad \text{(C.3)}$$

$$\beta = NZ(\ln 2)^{-\frac{1}{\gamma}} \quad \text{(C.4)}$$

which leads to the modified Weibull function:

$$P(U) = 1 - 0{,}5^{\left(1 + \frac{U-U_{50}}{ZN}\right)^{\gamma}} \quad \text{(C.5)}$$

in which the constant N is equal to the number of conventional deviations below U_{50} corresponding to the truncation voltage ($P(U) = 0$) and the exponent is determined by the condition that ($P(U_{50} - Z) = 0{,}16$) resulting in:

$$\gamma = \frac{\ln\left[\frac{\ln(1-0{,}16)}{\ln 0{,}5}\right]}{\ln(1-(1/N))} \quad \text{(C.6)}$$

For external insulation, it is assumed that no discharge is possible (withstand probability = 100 %) at a truncation value ($U_0 = U_{50} - 4\,Z$), i.e. for $N = 4$. Introducing $N = 4$ in equation (C.6) results in an exponent of $\gamma = 4{,}80$, which can be approximated to $\gamma = 5$ without any significant error.

Introducing the normalized variable ($x = (U - U_{50}) / Z$) as for the Gaussian function, the adopted modified Weibull flashover probability distribution is then:

$$P(U) = 1 - 0{,}5^{\left(1 + \frac{x}{4}\right)^5} \quad \text{(C.7)}$$

Figure 5 illustrates this modified Weibull distribution together with the Gaussian distribution to which it is matched. Figure 6 shows the same distributions on Gaussian probability scales.

If the same overvoltage stresses simultaneously M identical parallel insulations, the resulting flashover probability of the parallel insulations [$P'(U)$] is given by equation (C.8):

$$P'(U) = 1 - [1 - P(U)]^M \quad \text{(C.8)}$$

Combining equations (C.7) and (C.8), the flashover probability for M parallel insulations is:

$$P'(U) = 1 - 0{,}5^{M\left(1 + \frac{x}{4}\right)^5} \quad \text{(C.9)}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

En introduisant la variable réduite ($x_M = (U - U_{50M}) / Z_M$), l'équation (C.9) s'exprime comme suit:

$$P'(U) = 1 - 0{,}5\left(1 + \frac{x_M}{4}\right)^5 \qquad \text{(C.10)}$$

A partir de (C.9) et (C.10), on obtient:

$$1 + \frac{x_M}{4} = \sqrt[5]{M}\left(1 + \frac{x}{4}\right) \qquad \text{(C.11)}$$

En général, si le risque de défaillance d'une isolation (R) est petit (de l'ordre de 10^{-5}), le risque de défaillance de M isolations identiques en parallèle contraintes simultanément est approximativement égal au produit de M par R.

En remplaçant dans l'équation (C.11) x et x_M par leurs expressions respectives, et parce qu'au point de troncature on a: ($U_{50} - 4Z = U_{50M} - 4Z_M = U_0$), on obtient les relations suivantes:

$$Z_M = \frac{Z}{\sqrt[5]{M}} \qquad U_{50M} = U_{50} - 4Z\left(1 - \frac{1}{\sqrt[5]{M}}\right) \qquad \text{(C.12)}$$

Ces relations sont représentées sur la figure C.1 qui donne la caractéristique de tenue de M isolations identiques en parallèle par rapport à la caractéristique de tenue d'une isolation.

Par exemple, l'application des formules précédentes pour $M = 200$:

$U_{50(200)} = U_{50} - 2{,}6Z$

$U_{10(200)} = U_{50(200)} - 1{,}3\ Z_{200} = U_{50} - 3{,}1Z$

Un autre exemple, pour 100 isolations en parallèle, ayant chacune: $U_{50} = 1600$ kV et $Z = 100$ kV, on obtient $Z_M = 100 / (100)^{1/5} = 39{,}8$ kV et $U_{50M} = 1359{,}2$ kV. Le tableau C.1 donne les valeurs de U et de U_M pour différentes valeurs de probabilités $P(U)$.

Tableau C.1 – Tension d'amorçage en fonction de la probabilité d'amorçage – Isolation unique et 100 isolations en parallèle

$P(U)$(%)	50	16	10	2	1	0,1	0[1)]
U (kV)	1600	1500	1475	1400	1370	1310	1200
U_M (kV)	1359	1319	1308	1280	1268	1244	1200
[1)] La valeur de troncature reste constante.							

Calcul du risque de défaillance

Pour calculer le risque de défaillance dans l'exemple précédent, supposons que $U_{e2} = 1200$ kV et $S_e = 100$ kV. Pour une isolation on a

$K_{cs} = U_{10} / U_{e2} = 1475 / 1200 = 1{,}23$

et $R = 10^{-5}$

Pour 100 isolations identiques en parallèle :

$K_{cs} = 1308 / 1200 = 1{,}09$

et $R = 10^{-3}$ (comparer à figure 8)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Introducing the normalized variable ($x_M = (U - U_{50M})/Z_M$), the equation (C.9) can be expressed as following:

$$P'(U) = 1 - 0{,}5\left(1 + \frac{x_M}{4}\right)^5 \qquad \text{(C.10)}$$

From equations (C.9) and (C.10) is obtained:

$$1 + \frac{x_M}{4} = \sqrt[5]{M}\left(1 + \frac{x}{4}\right) \qquad \text{(C.11)}$$

In general, if the risk of failure of one insulation (R) is small (such as 10^{-5}), then the risk of failure of M identical parallel insulations stressed simultaneously can be approximated as the product of M and R.

Replacing in equation (C.11) x and x_M by their respective extended definition, and because at the truncation point ($U_{50} - 4Z = U_{50M} - 4Z_M = U_0$), the following relationships are obtained:

$$Z_M = \frac{Z}{\sqrt[5]{M}} \qquad U_{50M} = U_{50} - 4Z\left(1 - \frac{1}{\sqrt[5]{M}}\right) \qquad \text{(C.12)}$$

These relationships are shown in figure C.1 which gives the withstand characteristic of M parallel identical insulations related to the withstand characteristic of one insulation.

For example applying preceding formulas for M = 200:

$U_{50(200)} = U_{50} - 2{,}6Z$

$U_{10(200)} = U_{50(200)} - 1{,}3\ Z_{200} = U_{50}$ -3,1Z

As another example, for 100 parallel insulations, each one with U_{50} = 1600 kV and Z = 100 kV, then $Z_M = 100 / (100)^{1/5}$ = 39,8 kV and U_{50M} = 1359,2 kV. Table C.1 completes this example giving the values of U and U_M for various flashover probabilities $P(U)$.

Table C.1 – Breakdown voltage versus cumulative flashover probability – Single insulation and 100 parallel insulations

P(U)(%)	50	16	10	2	1,	0,1	0[1)]
U (kV)	1600	1500	1475	1400	1370	1310	1200
U_M (kV)	1359	1319	1308	1280	1268	1244	1200
[1)] The truncation value remains constant.							

Calculation of the risk of failure

To calculate the risk of failure for the preceding example, assume U_{e2} = 1200 kV and S_e = 100 kV. Then, for one insulator:

$K_{cs} = U_{10} / U_{e2} = 1475 / 1200 = 1{,}23$

and $R = 10^{-5}$

For 100 identical parallel insulations:

$K_{cs} = 1308 / 1200 = 1{,}09$

and $R = 10^{-3}$ (to compare to figure 8)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Comme approximation, on peut calculer le risque de défaillance de M isolations en parallèle en utilisant l'équation suivante:

$$R = M\Phi\left[\frac{U_{e\,50} - U_{50}}{\sqrt{S_e^2 + Z^2}}\right] \qquad \text{(valable pour } R < 0{,}1\text{)} \qquad \text{(C.13)}$$

où

M est le nombre d'isolations contraintes simultanément;

Φ est la fonction intégrale de Gauss non tronquée;

U_{e50} est la valeur moyenne de la fonction de répartition des surtensions, obtenue à partir de $U_{e2} – 2S_e$ d'après l'annexe D (kV);

U_{50} est la tension d'amorçage à 50 % à partir de la tension de tenue divisée par $(1 – 1{,}3Z)$ (kV);

S_e est l'écart type de la fonction de répartition des surtensions (kV);

Z est l'écart type de la fonction de répartition de la probabilité d'amorçage (kV).

Alors : $R = 100\ \Phi\ ((1000 – 1600) / 140) = 100\ \Phi\ (–4{,}3) = 100\ (10^{–5}) = 10^{–3}$, ce qui donne le même résultat que ci-dessus. Pour les faibles valeurs de risque, il peut être trop restrictif d'utiliser cette formule.

C.3 Fonction de répartition des amplitudes des surtensions

Pour représenter la fonction de répartition des amplitudes des surtensions avec une fonction de Weibull modifiée, il suffit de changer le signe des tensions dans l'exposant de la formule (C.2) pour prendre en compte le fait que la fonction doit être tronquée pour les valeurs hautes de tension. Par exemple, pour les surtensions phase-terre

$$F(U_e) = 1 - e^{-\left(\frac{U_{et} - U_e}{\beta}\right)^{\gamma}} \qquad \text{(C.14)}$$

Avec les hypothèses faites dans l'annexe D selon lesquelles ($U_{et} = U_{e50} + 3\ S_e$) et la valeur 2 % est égale à ($U_{e2} = U_{e50} + 2{,}05\ S_e$), l'exposant de la formule (C.6) devient $\gamma = 3{,}07$ que l'on peut arrondir par $\gamma = 3$. Le paramètre d'échelle, qui intervient dans la formule (C.14), devient: $\beta = 3{,}5\ S_e$.

Ainsi la distribution de fréquence des surtensions peut s'exprimer sous une forme analogue à celle de la formule (C.5) pour la probabilité d'amorçage:

$$F(U_e) = 1 - 0{,}5^{\left[1 - \frac{1}{3}\left(\frac{U_e - U_{e\,50}}{S_e}\right)\right]^3} \qquad \text{(C.15)}$$

Avec ces facteurs, les formules (C.14) et (C.15) donnent une probabilité de 2,2 % pour la valeur 2 %, ce qui est suffisamment précis.

Une comparaison de la méthode de crête par cas et de la méthode de crête par phase (voir 2.3.3.1 pour la définition), les surtensions sur les trois phases sont statistiquement indépendantes quand la distribution de probabilité est:

$$F_{c-p} = 1 - (1 - F_{p-p})^3 = 1 - e^{-3\left(\frac{U_{et} - U}{B}\right)^{\gamma}} \qquad \text{(C.16)}$$

où c-p et p-p correspondent respectivement à la méthode de crête par cas et la méthode de crête par phase avec les paramètres $\gamma = 3$ et $\beta = 3{,}5\ S_e$.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

As an approximation, one could calculate the risk of failure of M parallel insulations using the following equation:

$$R = M\Phi\left[\frac{U_{e50} - U_{50}}{\sqrt{S_e^2 + Z^2}}\right] \qquad \text{(valid for } R<0,1\text{)} \qquad \text{(C.13)}$$

where

M is the number of simultaneously stressed insulations;

Φ is the untruncated Gaussian integral function;

U_{e50} is the mean value of the overvoltage distribution, obtained as $U_{e2} - 2S_e$ according to annex D (kV);

U_{50} is the 50 % flashover voltage determined as withstand voltage divided by $(1 - 1,3Z)$ (kV);

S_e is the conventional deviation of the overvoltage probability distribution (kV);

Z is the conventional deviation of the flashover probability (kV).

Then: R = 100 Φ ((1000 – 1600) / 140) = 100 Φ (-4,3) = 100 (10^{-5}) = 10^{-3}, which is the same result as above. For low risk values, the use of this formula may be too conservative.

C.3 Cumulative frequency distribution of overvoltages

To represent the cumulative frequency of overvoltages with a modified Weibull function, it is sufficient to change the sign of the voltages within the exponent of equation (C.2) to take into account that the function shall be truncated for high-voltage values. For example, for phase-to-earth overvoltages:

$$F(U_e) = 1 - e^{-\left(\frac{U_{et} - U_e}{\beta}\right)^{\gamma}} \qquad \text{(C.14)}$$

With the assumptions made in annex D that the truncation value ($U_{et} = U_{e50} + 3\ S_e$) and the 2 % value is equal to ($U_{e2} = U_{e50} + 2,05\ S_e$), the exponent of equation (C.6) becomes γ = 3,07, which can be approximated to γ = 3. The scale parameter with these assumptions becomes β = 3,5 S_e to be used in equation (C.14).

Alternatively, the frequency distribution of overvoltage can be expressed in a form similar to equation (C.5) for the disruptive discharge:

$$F(U_e) = 1 - 0,5^{\left[1 - \frac{1}{3}\left(\frac{U_e - U_{e50}}{S_e}\right)\right]^3} \qquad \text{(C.15)}$$

With these factors, both equations (C.14) and (C.15) yield a probability of 2,2 % at the 2 % value, which is considered as sufficiently accurate.

If the case-peak method and the phase-peak method (for definition see 2.3.3.1) are compared, and the overvoltages at the three phases are statistically independent, then the probability distribution is:

$$F_{c-p} = 1 - (1 - F_{p-p})^3 = 1 - e^{-3\left(\frac{U_{et} - U}{B}\right)^{\gamma}} \qquad \text{(C.16)}$$

where c-p and p-p refer to the case-peak and phase-peak method, respectively, and with the parameters γ = 3 et β = 3,5 S_e.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Cela signifie que la relation entre les paramètres β pour les deux méthodes est la suivante:

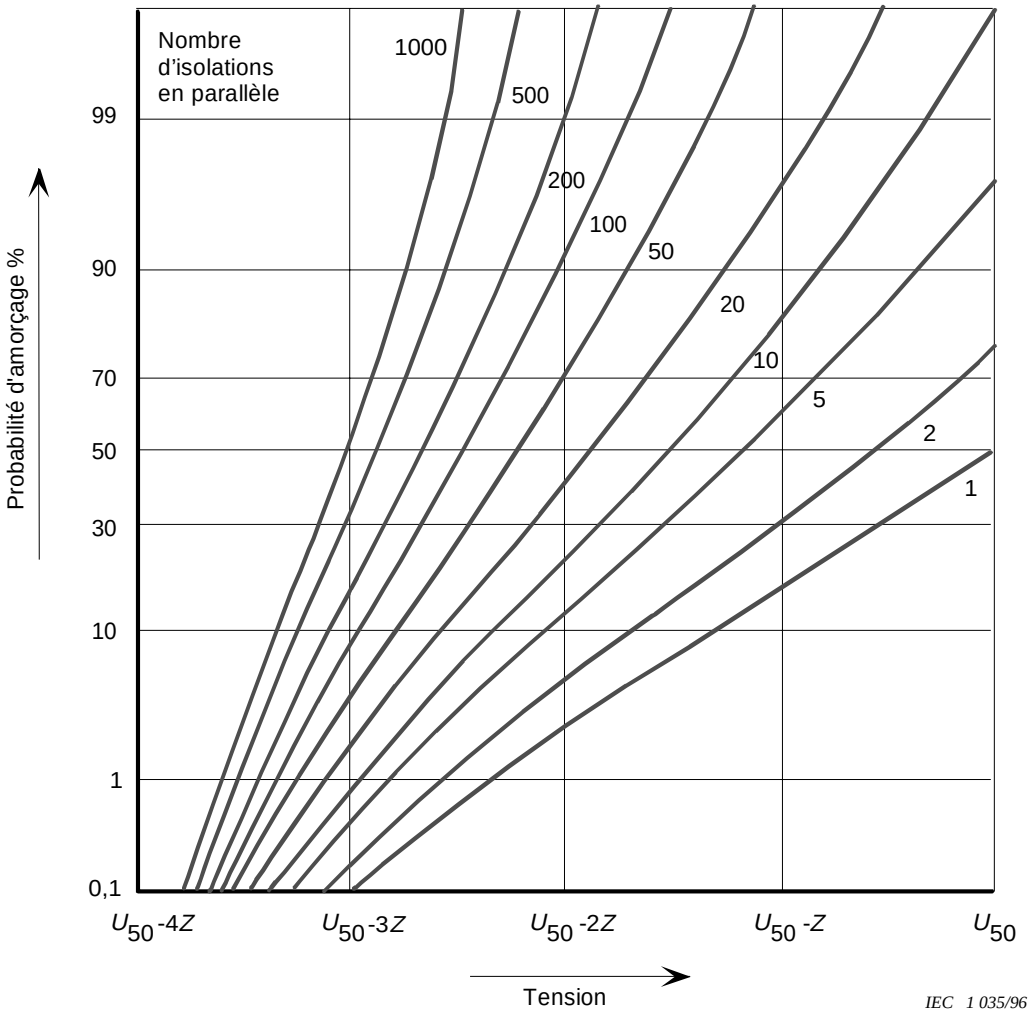
$$\beta_{c\text{-}p} = 3^{-1/3}\ \beta_{p\text{-}p} = 0{,}69\ \beta_{p\text{-}p} \qquad \text{(C.17)}$$

de même, la relation pour les écarts types est

$$S_{c\text{-}p} = 0{,}69\ S_{p\text{-}p} \qquad \text{(C.18)}$$

et, dans la mesure où la valeur de troncature est la même dans les deux méthodes

$$u_{e2c\text{-}p} = 1{,}08\ u_{e2p\text{-}p} - 0{,}08 \qquad \text{(C.19)}$$



U_{50}: tension d'amorçage 50 % d'un intervalle seul

Z: écart type pour un intervalle seul.

Figure C.1 – Graphique de conversion donnant la réduction de la tension de tenue pour des intervalles d'air (destinés à assurer l'isolement) en parallèle

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

This means that the parameters β for the two methods follow the relation:

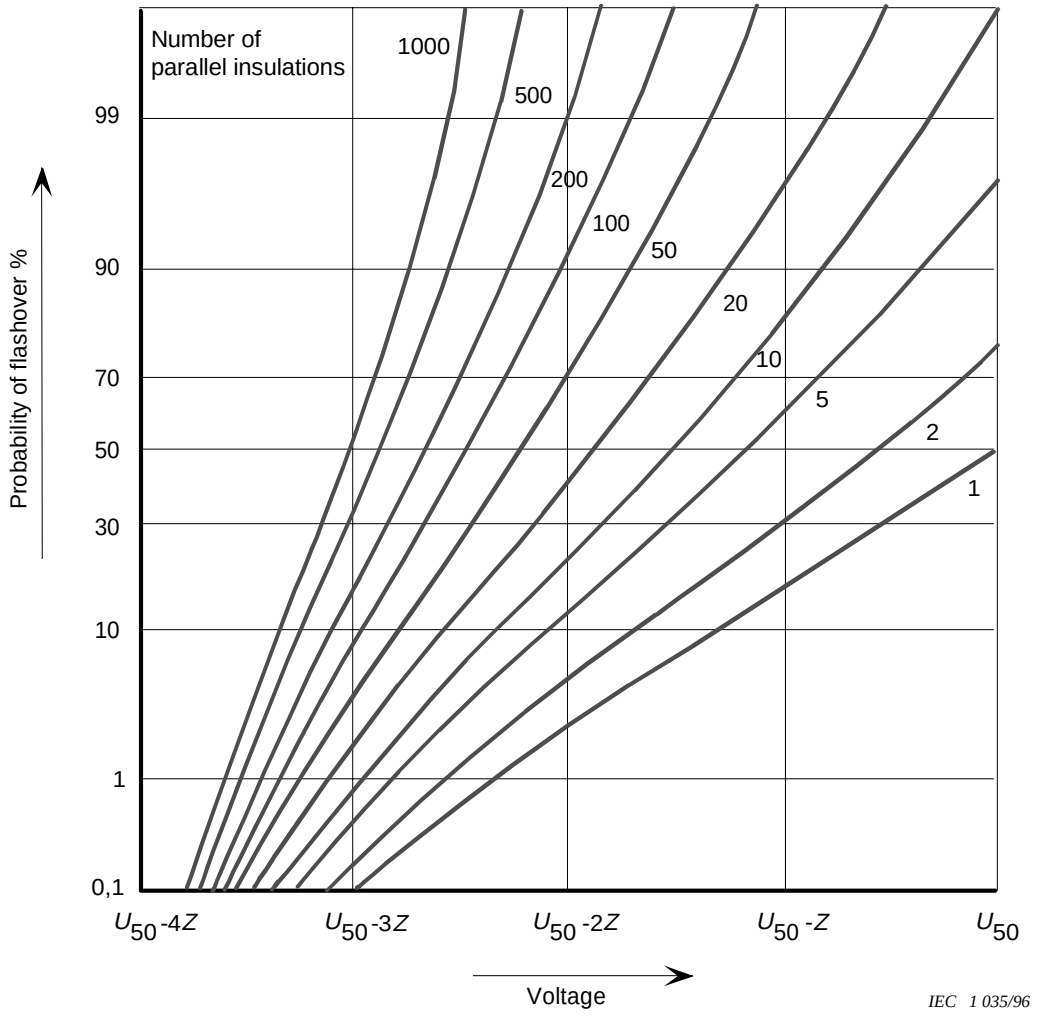
$$\beta_{c\text{-}p} = 3^{-1/3}\ \beta_{p\text{-}p} = 0{,}69\ \beta_{p\text{-}p} \qquad \text{(C.17)}$$

and consequently, the relation between the deviations is:

$$S_{c\text{-}p} = 0{,}69\ S_{p\text{-}p} \qquad \text{(C.18)}$$

and, as the truncation value should be the same for both methods:

$$u_{e2c\text{-}p} = 1{,}08\ u_{e2p\text{-}p} - 0{,}08 \qquad \text{(C.19)}$$



U_{50}: 50 % flashover voltage of a single gap

Z: conventional deviation of a single gap

Figure C.1 – Conversion chart for the reduction of the withstand voltage due to placing insulation configurations in parallel

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe D
(informative)

Détermination de la surtension représentative à front lent due à l'enclenchement ou au réenclenchement d'une ligne

D.1 Remarques générales

La détermination des surtensions dues à l'enclenchement ou au réenclenchement, le comportement des isolations soumises à ces surtensions et les conséquences sur la procédure de coordination de l'isolement pour une configuration d'isolation phase-phase-terre ont fait l'objet d'investigations dans le comité d'étude 33 de la CIGRE et de publications [1,6,7,8]. Bien que les principes présentés soient toujours valables, leur utilisation s'est avérée complexe. Cette annexe résume donc les résultats et introduit des simplifications considérées comme nécessaires pour l'utilisation de ce guide. Pour expliquer les résultats, on fait référence à la publication ELECTRA correspondante.

Les principes pour l'estimation des surtensions sont établis dans le cas de la méthode crête par phase (définition en 2.3.3.1). Cependant, les résultats, et en particulier les simplifications obtenues, sont également valables lorsque l'on utilise la méthode crête par cas.

D.2 Fonction de répartition de la probabilité de l'amplitude des surtensions présumées phase-terre

A partir de la valeur 2 % de l'amplitude des surtensions phase-terre (valeurs de u_{e2} de la figure 1), on peut déterminer la fonction de répartition de la façon suivante:

Méthode valeur crête par phase:

- valeur 2 %: u_{e2} ;
- écart type: $\sigma_e = 0{,}25\ (u_{e2} - 1)$; (D.1)
- valeur de troncature: $u_{et} = 1{,}25\ u_{e2} - 0{,}25$. (D.2)

A noter que si ($u_{e2} = u_{e50} + 2\ \sigma_e$) alors ($u_{et} = u_{e50} + 3\ \sigma_e$).

Méthode valeur crête par cas :

- valeur 2 %: u_{e2} ;
- écart type: $\sigma_e = 0{,}17\ (u_{e2} - 1)$; (D.3)
- valeur de troncature: $u_{et} = 1{,}13\ u_{e2} - 0{,}13$. (D.4)

Ainsi que cela est montré dans l'annexe C, pour la même manoeuvre, les valeurs de troncature obtenues par les deux méthodes sont identiques. En conséquence, les valeurs à 2 % et les écarts types doivent être différents.

Les valeurs correctes de ces deux paramètres peuvent être obtenues à partir d'études. Cependant, à cause de la dispersion des résultats, on peut utiliser la figure 1 dans les deux méthodes.

D.3 Fonction de répartition de la probabilité de l'amplitude des surtensions présumées entre phases

En règle générale, on doit prendre en compte la caractéristique de l'isolation dans l'évaluation d'une surtension triphasée de façon à déterminer l'instant le plus critique sur la courbe de surtension (voir article D.4). Cet instant le plus critique peut être défini avec suffisamment de précision à partir d'un des trois instants suivants:

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex D
(informative)

Determination of the representative slow-front overvoltage due to line energization and re-energization

D.1 General remarks

The determination of the overvoltages due to energization and re-energization, the insulation response under these overvoltages and the consequences for the insulation co-ordination procedure for a phase-phase-earth insulation configuration have been investigated by CIGRE study committee 33 and been published [1, 6, 7, 8]. Although the principles reported there are still valid, their application has turned out to be complicated. This annex, therefore, summarizes the results and introduces the simplifications which are considered necessary for the use of this guide. For an explanation of the results, reference is made to the relevant ELECTRA publication.

The principles are derived for the phase-peak method (defined in 2.3.3.1) in the evaluation of the overvoltages. The results and, in particular, the obtained simplifications, however, are also valid when the case-peak method is used.

D.2 Probability distribution of the representative amplitude of the prospective overvoltage phase-to-earth

From the 2 % overvoltage values phase-to-earth (u_{e2} values from figure 1), the representative probability distribution can be estimated:

Phase-peak method:

- 2 % value: u_{e2} ;
- deviation: $\sigma_e = 0{,}25\ (u_{e2} - 1)$; (D.1)
- truncation value: $u_{et} = 1{,}25\ u_{e2} - 0{,}25$. (D.2)
- It can be noted that if ($u_{e2} = u_{e50} + 2\sigma_e$) then ($u_{et} = u_{e50} + 3\sigma_e$)

Case-peak method:

- 2 % value: u_{e2} ;
- deviation: $\sigma_e = 0{,}17\ (u_{e2} - 1)$; (D.3)
- truncation value: $u_{et} = 1{,}13\ u_{e2} - 0{,}13$. (D.4)

As shown in annex C, for the same switching operation, the truncation values obtained for the two methods are the same. Consequently, the 2 % values and the deviations must differ.

Correct values for both methods can be obtained from studies. However, in view of the dispersion of the results, figure 1 can be used for both methods.

D.3 Probability distribution of the representative amplitude of the prospective overvoltage phase-to-phase

In general, the insulation characteristic must be taken into account in the evaluation of a three-phase overvoltage in order to determine the most critical instant from the overvoltage shape (see clause D.4). This most critical instant is sufficiently defined by one of the three following instants:

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Instant de la crête positive de la surtension phase-terre

A cet instant, les surtensions sont définies par

– la crête positive sur chaque pôle;

– la composante négative la plus élevée des deux pôles voisins, donnant la contrainte entre phases la plus importante;

– la composante négative la plus faible sur les deux pôles voisins.

Instant de la crête négative de la surtension phase-terre

Cet instant est équivalent au précédent, avec les polarités opposées.

Instant de la crête de la surtension entre phases

A cet instant, les surtensions sont définies par

– la crête de surtension entre phases pour chaque couple de pôles pris deux par deux;

– la composante positive et négative de cette surtension;

– la composante entre le troisième pôle et la terre.

Pour tous ces instants, la troisième composante est petite. Par conséquent, on peut définir la surtension par deux composantes sur deux phases, la troisième étant à la terre. La fonction de répartition des surtensions dépend de deux variables, puisque ces deux composantes varient. Dans une fonction de répartition à deux variables, la tension unique généralement utilisée est remplacée par des combinaisons de surtensions qui ont toutes la même densité de probabilité. Ces combinaisons forment des courbes, qui sont des ellipses quand on utilise des gaussiennes pour obtenir approximativement la fonction de répartition des composantes, et qui deviennent des cercles si les fonctions de répartition ont des dispersions identiques. Si on utilise des fonctions de Weibull, les courbes sont similaires aux ellipses ou aux cercles.

Outre le fait d'être la courbe de densité de probabilité constante, cette courbe a une autre caractéristique: chaque tangente à la courbe donne une surtension composée entre phases ayant une probabilité constante. La figure D.1 montre un exemple tiré de [7] correspondant à une probabilité tangente de 2 % pour les trois instants ci-dessus. Pour évaluer les surtensions, seulement une de ces trois courbes correspond à l'instant le plus critique pour l'isolation et seule cette courbe est représentative des surtensions.

Il est proposé dans [7] de représenter les trois courbes par un cercle donné par la figure D.2, dans un but de simplification et pour prendre en compte les instants situés entre les trois qui ont été sélectionnés. Ce cercle est entièrement défini par la crête positive, égale à la crête négative des surtensions phase-terre et par la crête de la surtension entre phases. Le centre du cercle a pour coordonnées:

$$U_c^+ = U_c^- = \frac{U_p - \sqrt{2}U_e}{2 - \sqrt{2}} \qquad \text{(D.5)}$$

et pour rayon:

$$R_u = \frac{2U_e - U_p}{2 - \sqrt{2}} \qquad \text{(D.6)}$$

où la surtension phase-terre U_e et la surtension entre phases U_p correspondent au même niveau de probabilité.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Instant of the positive peak of the phase-to-earth overvoltage

At this instant, the overvoltages are described by:

– the positive peak at each terminal;

– the highest negative component from the two neighbouring terminals, given the highest stress between phases;

– the lowest negative component from the two neighbouring terminals.

Instant of the negative peak of the phase-to-earth overvoltage

This instant is equivalent to the instant of the positive peak with reversed polarities.

Instant of the peak of the phase-to-phase overvoltage

At this instant the overvoltages are described by:

– the phase-to-phase overvoltage peak between each couple of terminals;

– the positive and negative component of this overvoltage;

– the component at the third terminal to earth.

In all instants, the third component is small. The overvoltage, therefore, can be described by two components on two phases with the third phase earthed. The probability distribution of the overvoltages is bivariate, because both components vary. In a bivariate probability distribution the usually used single voltage value is replaced by combinations of overvoltages, which all have the same probability density. These combinations form curves, which are ellipses, when Gaussian distributions are used to approximate the probability distribution of the components, with the special case of circles if the dispersions of the two distributions are equal. If Weibull distributions are used, the curves are similar to ellipses or circles.

Besides being the curve of constant probability density, a further characteristic of the curve is that each tangent to them defines a composite phase-to-phase overvoltage of constant probability. Figure D.1 shows an example from [7] corresponding to a tangent probability of 2 % for the three instants mentioned above. According to the evaluation of overvoltages only one of the three curves corresponds to the most critical instant for the insulation and only this curve is representative for the overvoltages.

In order to simplify and to take into account instants between the three selected ones, it is proposed in [7] to represent the three curves by a circle given in figure D.2. This circle is fully defined by the positive and the equal negative peak of the phase-to-earth overvoltages and the peak of the phase-to-phase overvoltage. The circle has its centre at:

$$U_c^+ = U_c^- = \frac{U_p - \sqrt{2}U_e}{2 - \sqrt{2}} \qquad \text{(D.5)}$$

and a radius:

$$R_u = \frac{2U_e - U_p}{2 - \sqrt{2}} \qquad \text{(D.6)}$$

where the phase-to-earth overvoltage U_e and the phase-to-phase overvoltage U_p correspond to the same considered probability.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

On peut déterminer la fonction de répartition de probabilité de la surtension entre phases (voir les figures 1 et 2) de la façon suivante:

Méthode valeur crête par phase:

– valeur 2 %: u_{p2} ;

– écart type: $\sigma_p = 0{,}25\ (u_{p2} - 1{,}73)$; (D.7)

– valeur de troncature: $u_{pt} = 1{,}25\ u_{p2} - 0{,}43$. (D.8)

Méthode valeur crête par cas:

– valeur 2 %: u_{p2} ;

– écart type: $\sigma_p = 0{,}17\ (u_{p2} - 1{,}73)$; (D.9)

– valeur de troncature: $u_{pt} = 1{,}14\ u_{p2} - 0{,}24$. (D.10)

D.4 Caractéristiques de l'isolation

Pour l'estimation des surtensions triphasées, il faut prendre en compte les caractéristiques fondamentales de l'isolation de façon à déterminer l'instant où la surtension transitoire est la plus critique pour l'isolation(voir 3.1.1). La figure D.3 représente deux phases et la terre d'une configuration complète d'isolation dans laquelle la troisième phase n'est pas prise en compte pour des raisons de simplification. Pour décrire la rigidité diélectrique d'une telle configuration, deux méthodes ont été utilisées.

– La composante positive correspondant à une probabilité de décharge donnée est représentée en fonction de la composante négative. On obtient par ce moyen une caractéristique d'une isolation comme le montre la figure D.4 a) pour une probabilité d'amorçage de 50 %.

– La tension de décharge totale, égale à la somme des deux composantes correspondant à une probabilité de décharge donnée, est représentée en fonction d'un rapport α:

$$\alpha = U^- / (U^+ + U^-) = 1 / [1 + (U^+/U^-)] \quad \text{(D.11)}$$

où

U^+ est la composante positive;

U^- est la composante négative.

L'exemple de la figure D.4 a) donne comme résultat la fonction présentée à la figure D.4 b).

La caractéristique d'une isolation se répartit en trois gammes (comme le montre la figure D.4). La gamme a correspond aux décharges entre la borne positive et la terre. La composante négative n'a pas ou a peu d'influence sur la probabilité de décharge. Dans la gamme b, les décharges se produisent entre phases et la probabilité de décharge dépend des deux composantes (α doit être pris en compte). La gamme c correspond à la gamme a pour les décharges entre la borne négative et la terre.

On peut déterminer les tensions de décharge des gammes a et c en mettant à la terre les bornes opposées, c'est-à-dire en prenant une des composantes de tension égale à zéro. Cependant, dans la gamme b, le rapport entre composantes (ou le rapport α) influence le résultat. Cette partie de la caractéristique de l'isolation qui fixe l'amorçage entre phases dépend de la configuration des électrodes et du processus physique de la décharge. Il y a deux types de configurations à prendre en considération:

– les configurations d'électrodes pour lesquelles les décharges phase-terre et les décharges entre phases peuvent apparaître en différents points, par exemple lorsque le rayon des électrodes est grand par rapport à leur écartement. La décharge entre phases est déterminée exclusivement par la tension totale entre phases. La caractéristique de l'isolation dans la gamme b décroît avec une pente de 45° sur la figure D.4 a) ou bien est constante sur la figure D.4 b). Il existe de telles configurations dans les transformateurs triphasés de puissance ou dans les PSEM;

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The phase-to-phase overvoltage probability distribution can be estimated as (refer to figures 1 and 2):

Phase-peak method:

– 2 % value: u_{p2} ;

– deviation: $\sigma_p = 0{,}25\ (u_{p2} - 1{,}73)$; (D.7)

– truncation value: $u_{pt} = 1{,}25\ u_{p2} - 0{,}43$. (D.8)

Case-peak method:

– 2 % value: u_{p2} ;

– deviation: $\sigma_p = 0{,}17\ (u_{p2} - 1{,}73)$; (D.9)

– truncation value: $u_{pt} = 1{,}14\ u_{p2} - 0{,}24$. (D.10)

D.4 Insulation characteristic

In the evaluation of three-phase overvoltages the basic insulation characteristics have to be taken into account in order to determine the instant of the overvoltage transient which is most critical for the insulation (see 3.1.1). Figure D.3 shows two-phase terminals and the earth terminal of a complete insulation configuration in which the third phase is disregarded for simplification reasons. For the description of the dielectric strength of such a configuration two methods have been used.

– The positive component belonging to a given discharge probability is reported dependent on the negative component. With this description an insulation characteristic is obtained as shown in figure D.4 a) for the 50 % discharge probability.

– The total discharge voltage equal to the sum of the two components corresponding to a given discharge probability is reported dependent on a ratio α:

$$\alpha = U^- / (U^+ + U^-) = 1 / [1 + (U^+/U^-)] \quad \text{(D.11)}$$

where

U^+ is the positive component;

U^- is the negative component

The example of figure D.4 a) then results in the dependency shown in figure D.4 b).

The insulation characteristic is divided into three ranges (as shown in figure D.4). Range a is the range of discharges from the positive terminal to earth. The negative component has little or no influence on the discharge probability. In range b the discharges occur between the terminals and the discharge probability depends on both components (α shall to be taken into account). Range c corresponds to range a for the discharges from the negative terminal to earth.

The discharge voltages in ranges a and c can be determined with the opposite terminal earthed, i.e. with a voltage component equal to zero. In range b, however, the ratio of the components (or the ratio α) influences the result. This part of the insulation characteristic, which is responsible for the phase-to-phase flashover depends on the electrode configuration and the physical discharge process. Two different kinds of electrode configurations are of interest:

– electrode configurations in which the discharges phase-to-earth and the discharges phase-to-phase occur at different parts of the configuration, e.g. when the radius of the electrodes is large compared to their clearance. The discharge between phases is exclusively determined by the total voltage between phases. The insulation characteristic in range b decreases at 45° in figure D.4 a) or is constant in figure D.4 b). Such configurations exist in three-phase power transformers or in GIS;

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– les configurations d'électrodes dans lesquelles les décharges phase-terre et les décharges entre phases ont lieu au même point. Dans ce cas, la caractéristique de l'isolation dépend du processus de la décharge.

Selon le processus de décharge, on peut distinguer trois groupes:

a) configurations dans lesquelles le champ est homogène ou quasi homogène

La tension de décharge est égale à la tension de seuil d'effet couronne et on peut obtenir la caractéristique d'isolement par des calculs de champ. De telles configurations existent dans les postes triphasés sous enveloppe type PSEM.

Cependant, comme les dimensions des électrodes sont grandes par rapport à leur écartement, le champ électrique entre les phases est peu influencé par la terre et ne dépend donc que de la tension totale. La caractéristique de l'isolation dans la gamme b décroît avec une pente d'environ 45° sur la figure D.4 a) ou bien est constante sur la figure D.4 b).

b) courtes distances dans l'air avec un champ électrique non homogène

La tension de décharge est sensiblement plus grande que la tension de seuil d'effet couronne. Ce processus de décharge correspond à une décharge de streamer, car un leader ne peut se développer, à cause de la courte distance dans l'air. La probabilité de décharge est déterminée par la somme des deux composantes, ce qui signifie que la caractéristique de l'isolation dans la gamme b décroît de 45° sur la figure D.4 a) ou bien est constante sur la figure D.4 b). Les distances dans l'air dans la gamme I de la CEI 71-1 peuvent être associées ce groupe;

c) grandes distances dans l'air

En plus des conditions mentionnées pour les courtes distances dans l'air, il y a formation d'un leader à partir de la borne positive. Ce qui signifie que le champ électrique autour de la borne positive est prépondérant et que la composante positive a une plus grande influence sur la décharge que la composante négative. La caractéristique de l'isolation décroît de moins de 45° [6]. Les distances dans l'air dans la gamme II de la CEI 71-1 peuvent être associées à ce groupe.

En résumé, la caractéristique d'isolement d'une configuration à deux phases est déterminée par

– la tenue phase-terre en onde de manoeuvre de polarité positive (gamme a de la figure D.4);

– la tenue phase-terre en onde de manoeuvre de polarité négative (gamme c de la figure D.4);

– la caractéristique d'isolement entre phases (gamme b de la figure D.4) qui peut être définie, pour la représentation de la figure D.4 a), par

$$U^+ = U_0^+ + BU^- \qquad \text{(D.12)}$$

ou, pour la représentation correspondant à la figure D.4 b), par

$$U^+ + U^- = \frac{U_0^+}{1-\alpha(1-B)} \qquad \text{(D.13)}$$

La constante B est égale à:

Gamme I: tous types d'isolations: $B = 1$;

Gamme II:

– isolation interne: $B = 1$;

– isolation externe: $B < 1$.

La figure D.5 donne l'angle ϕ ($B = tg\ \phi$) en fonction du rapport *D/Ht*.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– electrode configurations in which the discharges phase-to-earth and the discharges phase-to-phase occur at the same part of the configuration. For these the insulation characteristic depends on the discharge process.

According to the discharge process, three groups can be distinguished:

a) configurations with homogeneous or quasi-homogeneous electric field

The discharge voltage is equal to the corona inception voltage and the insulation characteristic can be obtained by field calculations. Such insulation configurations exist in three-phase enclosed GIS.

In spite of this, as the electrode dimensions are large compared to the clearances, the dielectric field between the phases is little influenced by the earth terminal and, therefore, determined by the total voltage. The insulation characteristic in range b is decreasing with about 45° in figure D.4 a) and constant in figure D.4 b).

b) short air clearances with inhomogeneous electric field

The discharge voltage is substantially higher than the corona inception voltage. This discharge process corresponds to a streamer discharge, as a leader does not develop owing to the short air clearance. The discharge probability is determined by the sum of the two components, which means that the insulation characteristic in range b decreases with 45° in figure D.4 a) or is constant in figure D.4 b). The air clearances in range I of IEC 71-1 can be associated with this group;

c) long air clearances

In addition to the conditions mentioned for short air clearances, leader formation from the positive terminal takes place. This means that the dielectric field around the positive terminal is decisive and the positive component has a higher influence on the discharge than the negative. The insulation characteristic decreases by less than 45° [6]. Air clearances in range II of IEC 71-1 can be associated with this group.

In summary, the insulation characteristic of a two-phase insulation configuration is described by:

– the positive switching impulse withstand voltage phase-to-earth (range a in figure D.4);

– the negative switching impulse withstand voltage phase-to-earth (range c in figure D.4);

– the insulation characteristic between phases (range b in figure D.4) where it can be described, for the representation of figure D.4 a) by:

$$U^+ = U_0^+ + BU^- \qquad \text{(D.12)}$$

or, for the representation in figure D.4 b), by:

$$U^+ + U^- = \frac{U_0^+}{1-\alpha(1-B)} \qquad \text{(D.13)}$$

The value of the constant B is:

In range I: all insulation types: $B = 1$;

In range II:

– internal insulation: $B = 1$;

– external insulation: $B < 1$.

Figure D.5 gives the angle ϕ ($B = \mathrm{tg}\ \phi$) dependent on the ratio of D/Ht.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

La CEI 71-1 définit la surtension représentative entre phases comme étant constituée de deux composantes d'égale amplitude et de polarités opposées. Cette surtension est située sur la ligne $U^+ = U^-$ ou $\alpha = 0{,}5$. La contrainte la plus critique sur l'isolation dépend de la caractéristique de l'isolation et, en particulier, de l'inclinaison B figurant dans l'équation (D.12). La contrainte la plus critique est donnée par la composante de tension pour laquelle la caractéristique est tangente au cercle proposé pour simplifier la description des surtensions. La figure D.2 montre que la contrainte la plus critique ne correspond pas à la surtension représentative si l'inclinaison B est inférieure à 1. Dans ce cas, la surtension représentative doit être augmentée de façon à faire un test avec $\alpha = 0{,}5$. Cela donne une nouvelle valeur de la surtension représentative entre phases U_{p2re} égale à

$$U_{p2re} = 2\ (F_1\ U_{p2} + F_2\ U_{e2}) \qquad \text{(D.14)}$$

L'écart type S_{pre} et la valeur de troncature U_{ptre} sont donnés respectivement par les équations (D.15) et (D.16):

$$S_{pre} = 2\ (F_1\ S_p + F_2\ S_e) \qquad \text{(D.15)}$$

$$U_{ptre} = 2\ (F_1\ U_{pt} + F_2\ U_{et}) \qquad \text{(D.16)}$$

où :

$$F_1 = \frac{1}{2-\sqrt{2}}\left[1 - \frac{\sqrt{1+B^2}}{1+B}\right]$$

$$F_2 = \frac{1}{2-\sqrt{2}}\left[2\frac{\sqrt{1+B^2}}{1+B} - \sqrt{2}\right]$$

Si $B = 1$, c'est-à-dire pour une isolation interne ou externe dans la gamme I, la surtension représentative entre phases est donnée par la fonction de répartition des surtensions entre phases. Si $B < 1$, la surtension représentative entre phases varie entre les surtensions entre phases pour $B = 1$ et deux fois les surtensions entre phases pour $B = 0$.

D.5 Exemple numérique

Pour une configuration type d'isolement entre phases et phase-terre pour un réseau où U_m = 765 kV (1 p.u. = 625 kV), la tenue de l'isolation entre phases est définie par une constante $B = 0{,}6$. Ce qui donne les valeurs $F_1 = 0{,}463$ et $F_2 = 0{,}074$.

Avec les paramètres de surtension phase-terre suivants (crête par phase):

– U_{e2} = (1,98 p.u.) = 1238 kV;
– S_e = (0,25 p.u.) = 156 kV;
– U_{et} = (2,225 p.u.) = 1391 kV.

on en déduit les paramètres de surtension entre phases:

– U_{p2} = (3,366 p.u.) = 2104 kV;
– S_p = (0,42 p.u.) = 263 kV;
– U_{pt} = (3,778 p.u.) = 2361 kV.

L'amplitude de la surtension représentative phase-terre est égale à la surtension phase-terre. L'amplitude représentative entre phases se calcule à partir des équations (D.14) à (D.16) avec les constantes données ci-dessus:

– U_{p2re} = (3,41 p.u.) = 2131 kV;
– S_{pre} = (0,44 p.u.) = 266 kV;
– U_{ptre} = (3,828 p.u.) = 2392 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

IEC 71-1 defines the representative overvoltage between phases as consisting of two components with equal amplitude and opposite polarity. This overvoltage is situated on the line $U^+ = U^-$ or $\alpha = 0{,}5$. The most critical stress on the insulation configuration depends on the insulation characteristic and, in particular, on the inclination B mentioned in equation (D.12). The most critical stress is given by the voltage component at which the characteristic is tangent to the circle proposed as a simplification to describe the overvoltages. Figure D.2 shows that the most critical stress does not correspond with the representative overvoltage, if the inclination B is smaller than 1. In this case, the representative overvoltage must be increased in order to test at $\alpha = 0{,}5$. This results in a new value for the phase-to-phase representative overvoltage U_{p2re} given by:

$$U_{p2re} = 2\,(F_1\,U_{p2} + F_2\,U_{e2}) \qquad \text{(D.14)}$$

The deviation value S_{pre} and the truncation value U_{ptre} are respectively given by equations (D.15) and (D.16):

$$S_{pre} = 2\,(F_1\,S_p + F_2\,S_e) \qquad \text{(D.15)}$$

$$U_{ptre} = 2\,(F_1\,U_{pt} + F_2\,U_{et}) \qquad \text{(D.16)}$$

where:

$$F_1 = \frac{1}{2-\sqrt{2}}\left[1 - \frac{\sqrt{1+B^2}}{1+B}\right]$$

$$F_2 = \frac{1}{2-\sqrt{2}}\left[2\frac{\sqrt{1+B^2}}{1+B} - \sqrt{2}\right]$$

If $B = 1$, i.e. for internal insulation and external insulations in range I, the representative phase-to-phase overvoltage is equal to the probability distribution of the phase-to-phase overvoltages. If $B < 1$, the representative phase-to-phase overvoltage varies between the phase-to-phase overvoltages for $B = 1$ and twice the phase-to-earth overvoltages for $B = 0$.

D.5 Numerical example

A phase-phase-earth insulation configuration typical for a system with U_m = 765 kV (1 p.u. = 625 kV) has an insulation strength between phases described by a constant $B = 0{,}6$. This results in the constants $F_1 = 0{,}463$ and $F_2 = 0{,}074$.

With the phase-to-earth overvoltage parameters (phase-peak):

– U_{e2} = (1,98 p.u.) = 1238 kV;
– S_e = (0,25 p.u.) = 156 kV;
– U_{et} = (2,225 p.u.) = 1391 kV.

The phase-to-phase overvoltage parameters are derived:

– U_{p2} = (3,366 p.u.) = 2104 kV;
– S_p = (0,42 p.u.) = 263 kV;
– U_{pt} = (3,778 p.u.) = 2361 kV.

The representative overvoltage amplitude phase-to-earth is equal to the phase-to-earth overvoltage. The representative overvoltage amplitude phase-to-phase is derived from equations (D.14) to (D.16) with the above-given constants:

– U_{p2re} = (3,41 p.u.) = 2131 kV;
– S_{pre} = (0,44 p.u.) = 266 kV;
– U_{ptre} = (3,828 p.u.) = 2392 kV.

--`,,`,,`-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

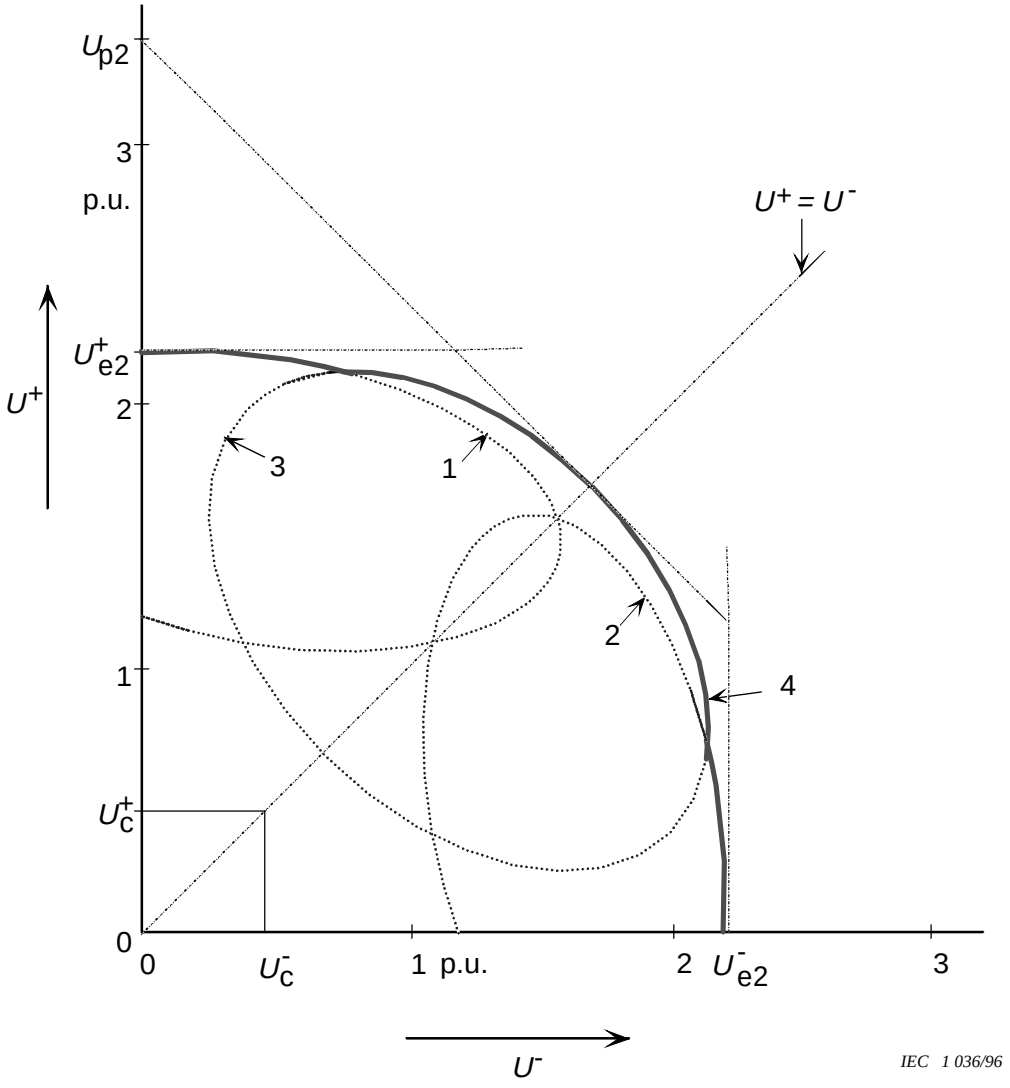
Les valeurs des tensions de tenue spécifiées correspondantes basées sur K_{cs} = 1,15 sont les suivantes:

– phase-terre: $U_w = U_{e2} \times 1{,}15 = 1424$ kV;

– phase-phase (nominale): $U_w = U_{p2} \times 1{,}15 = 2420$ kV;

– phase-phase (déduite): $U_w = U_{p2re} \times 1{,}15 = 2451$ kV.

Le tableau 3 de la CEI 71-1 donne des tensions de tenue normalisées de 1425 kV phase-terre et 2422 (1425 × 1,7) kV phase-phase. Bien que ces valeurs couvriraient de manière satisfaisante les tensions de tenue nominale assignées, elles ne couvriraient pas la tension de tenue assignée phase-phase déduite U_{p2re} de 2451 kV. Aussi les tensions de tenue normalisées immédiatement supérieures de 1550 kV phase-terre et 2480 (1550 × 1,6) kV phase-phase doivent elles être choisies et l'isolation doit être essayée avec des chocs manoeuvre positifs et négatifs d'amplitudes égales.



1: surtensions à l'instant de la crête de surtension phase-terre positive

2: surtensions à l'instant de la crête de surtension phase-terre négative

3: surtensions à l'instant de la crête de surtension entre phases

4: simplification proposée pour couvrir tous les instants

Figure D.1 – Exemple de courbes de surtensions entre phases à deux variables pour une même fonction de répartition de probabilité et des tangentes donnant les valeurs 2 % correspondantes

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

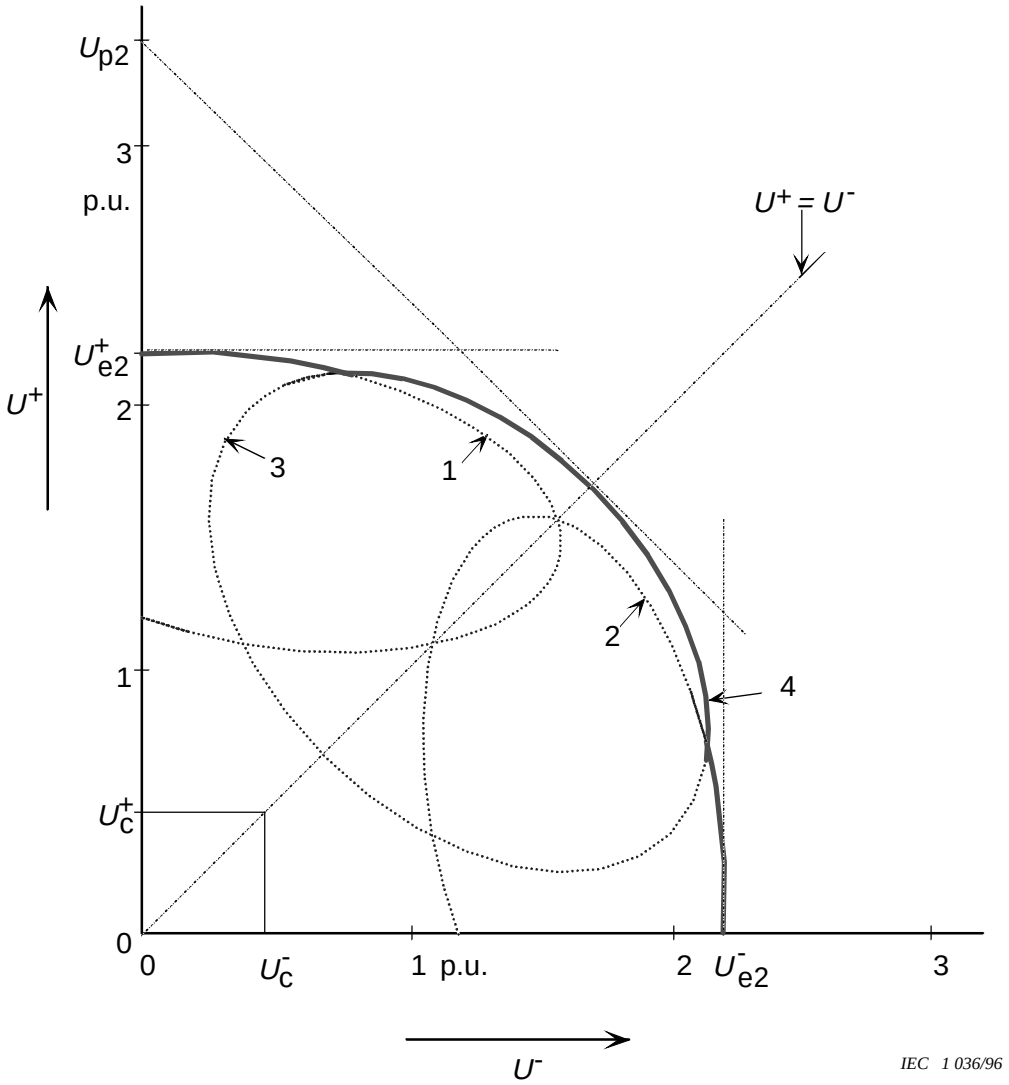
The required withstand voltages for K_{cs} = 1,15 are then:

– phase-to-earth: $U_w = U_{e2} \times 1{,}15 = 1424$ kV;

– phase-to-phase (nominal): $U_w = U_{p2} \times 1{,}15 = 2420$ kV;

– phase-to-phase (derived): $U_w = U_{p2re} \times 1{,}15 = 2451$ kV.

In IEC 71-1, table 3 provides standard withstand voltages of 1425 kV phase-to-earth and 2422 (1425 × 1,7) kV phase-to-phase. While these values would adequately cover the nominal required withstand voltages, they would not cover the derived phase-to-phase required withstand voltage U_{p2re} of 2451 kV. Therefore the next highest standard withstand voltages of 1550 kV phase-to-earth and 2480 (1550 × 1,6) kV phase-to-phase must be selected and the insulation is to be tested with positive and negative switching impulses of equal magnitude.



1: overvoltage at the instant of the positive phase-to-earth overvoltage peak

2: overvoltage at the instant of the negative phase-to-earth overvoltage peak

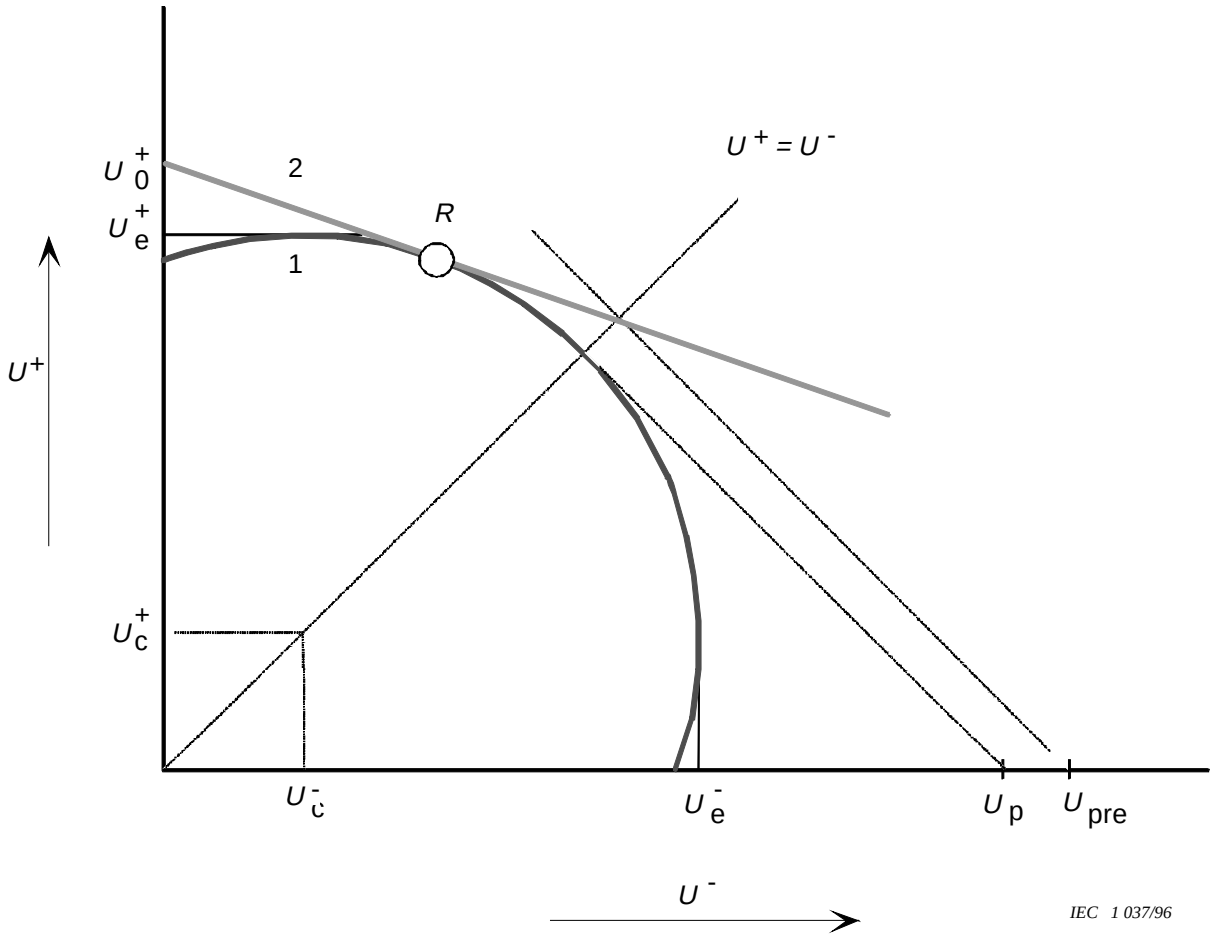
3: overvoltage at the instant of the phase-to-phase overvoltage peak

4: proposed simplification covering all instants

Figure D.1 – Example for bivariate phase-to-phase overvoltage curves with constant probability density and tangents giving the relevant 2 % values

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

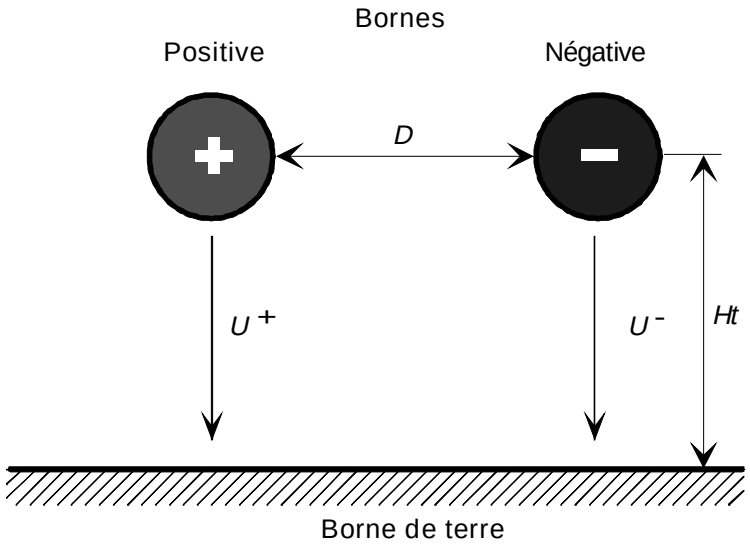
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



1: cercle de surtension simplifié correspondant à des valeurs de surtension phase-terre $U_e^+ = U_e^-$ et de surtension entre phases pour la probabilité considérée
2: caractéristique de l'amorçage 50 % de l'isolation

R: contrainte de tension la plus critique

Figure D.2 – Principe de détermination de la surtension représentative entre phases U_{pre}

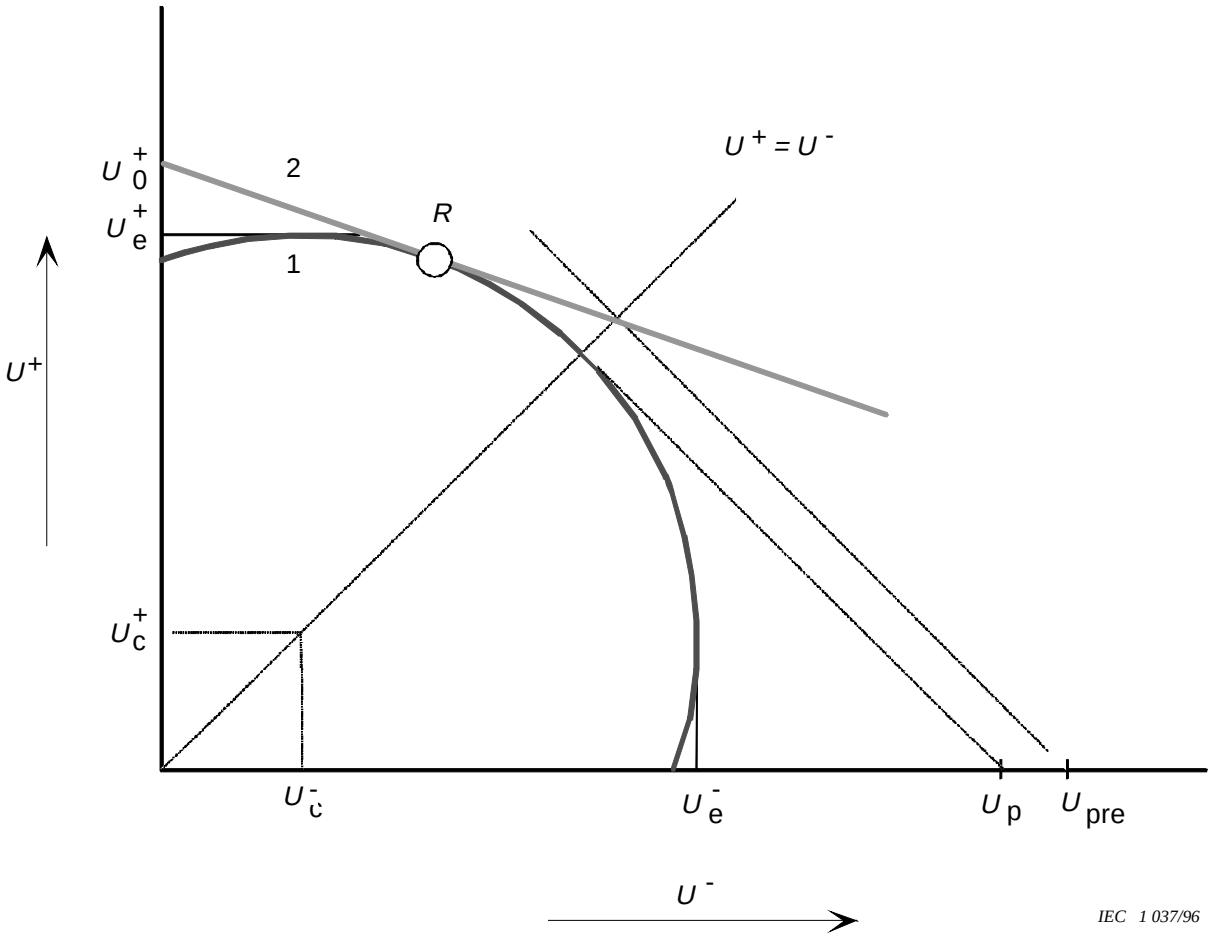


U^+ : composante positive

U^- : composante négative

Figure D.3 – Configuration schématique de l'isolation phase-phase-terre

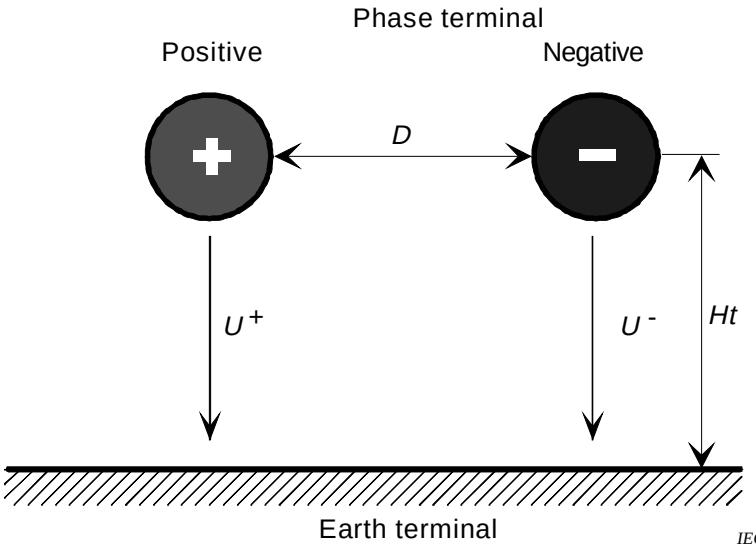
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



1: simplified overvoltage circle as given by the values for the phase-to-earth overvoltage $U_e^+ = U_e^-$ and for the phase-to-phase for the considered probability
2: 50 % flashover characteristic of the insulation

R: most critical overvoltage stress

Figure D.2 : Principle of the determination of the representative phase-to-phase overvoltage U_{pre}

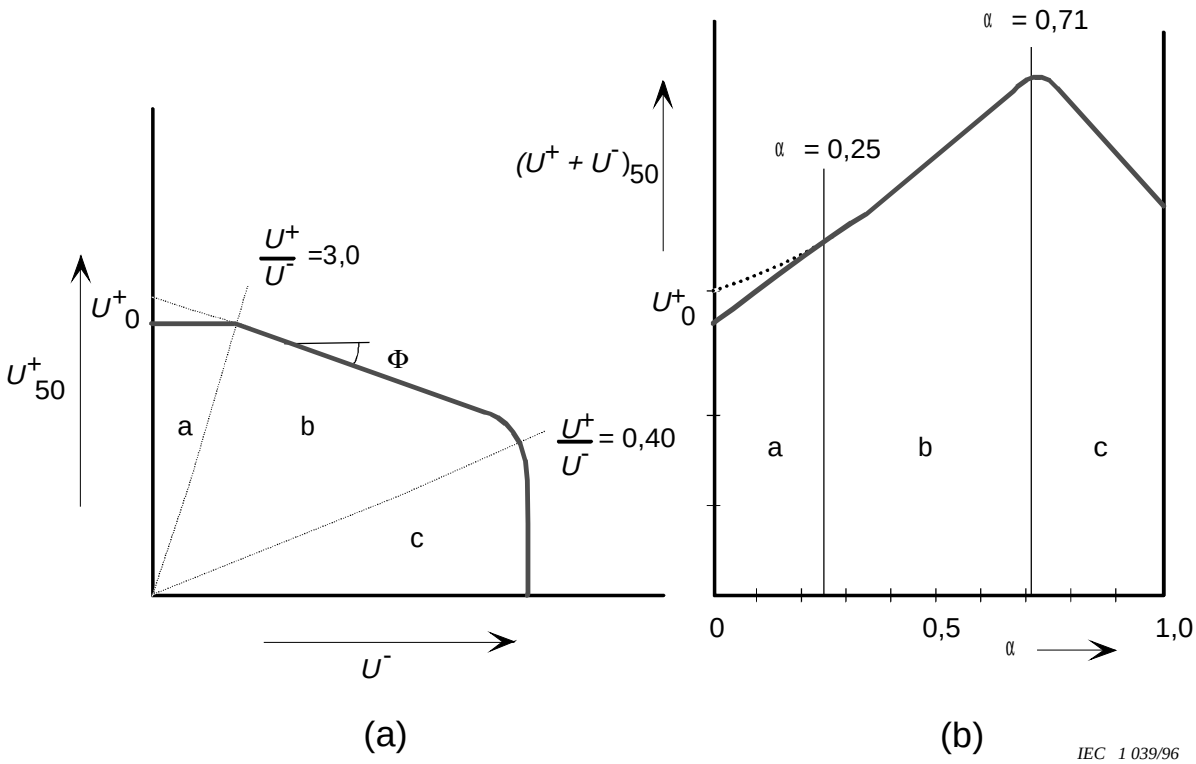


U^+ : positive voltage component

U^- : negative voltage component

Figure D.3 – Schematic phase-phase-earth insulation configuration

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a) composante positive 50 % en fonction de la composante négative

b) tension d'amorçage 50 % totale en fonction de α

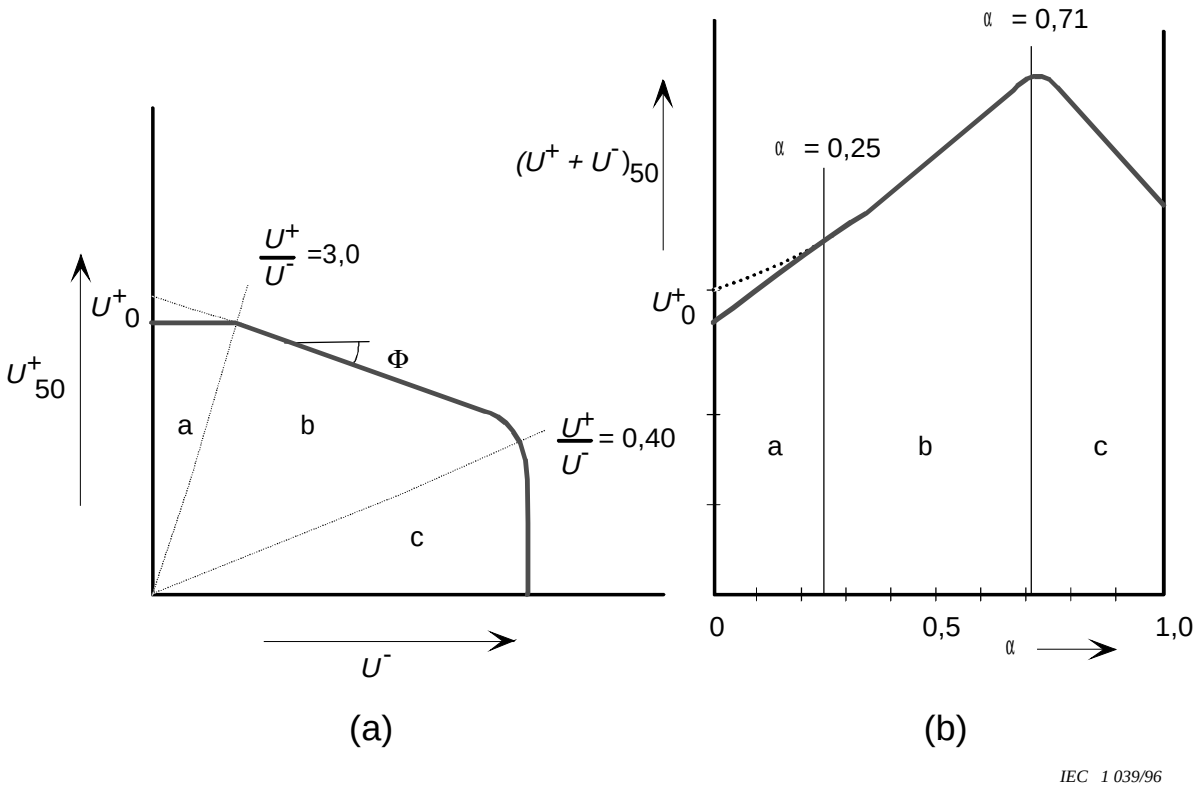
gamme a: amorçage entre le pôle positif et la terre

gamme b: amorçage entre pôles de phase

gamme c: amorçage entre le pôle négatif et la terre

Figure D.4 – Description de la tension d'amorçage 50 % phase-phase-terre en onde de manoeuvre

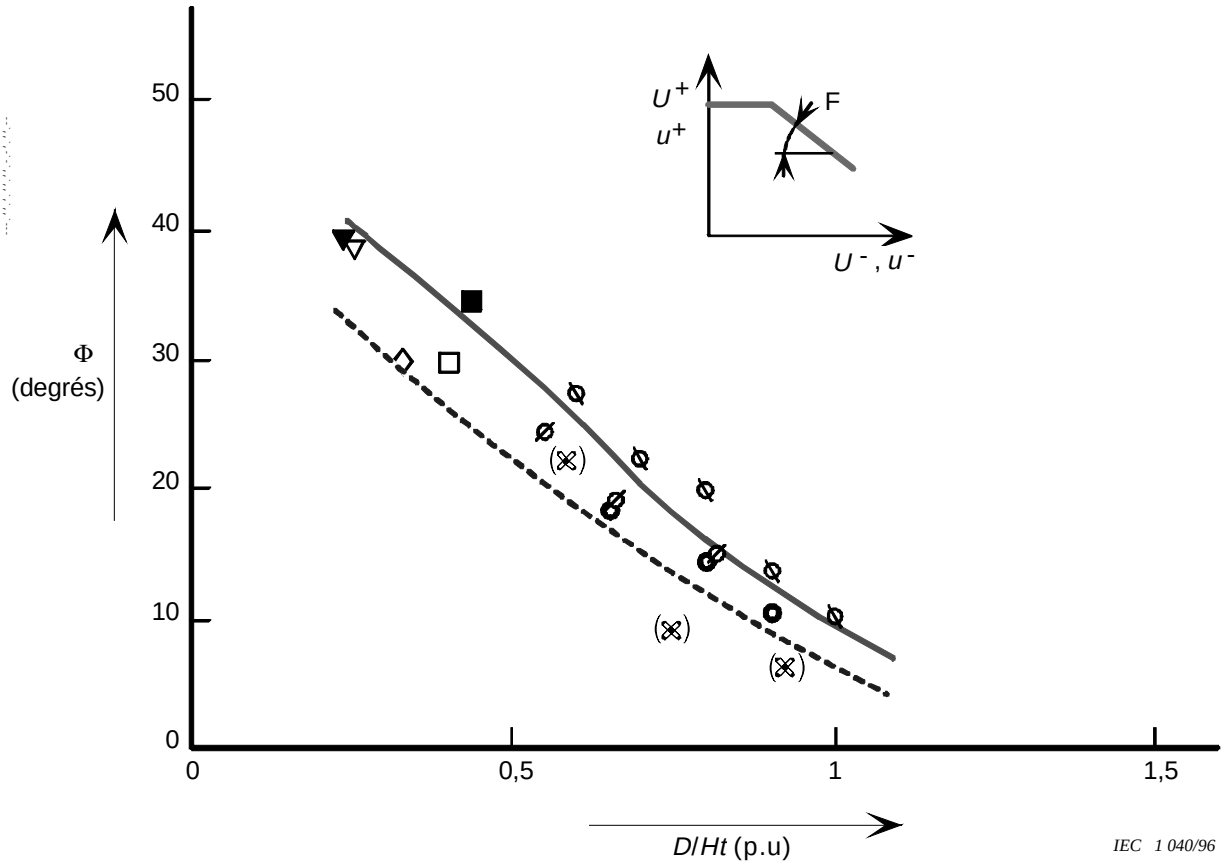
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



a) 50 % positive component dependent on the negative component
b) 50 % total flashover dependent on α
range a: flashover from positive phase terminal to earth
range b: flashover between phase terminals
range c: flashover from negative phase terminal to earth

Figure D.4 – Description of the 50 % switching impulse flashover voltage of a phase-phase-earth insulation

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



Valeur moyenne

Valeur minimale

Figure D.5 – Angle d'inclinaison de la caractéristique de l'isolation entre phases dans la gamme b en fonction du rapport de la distance entre phases *D* à la hauteur au-dessus du sol *Ht*

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

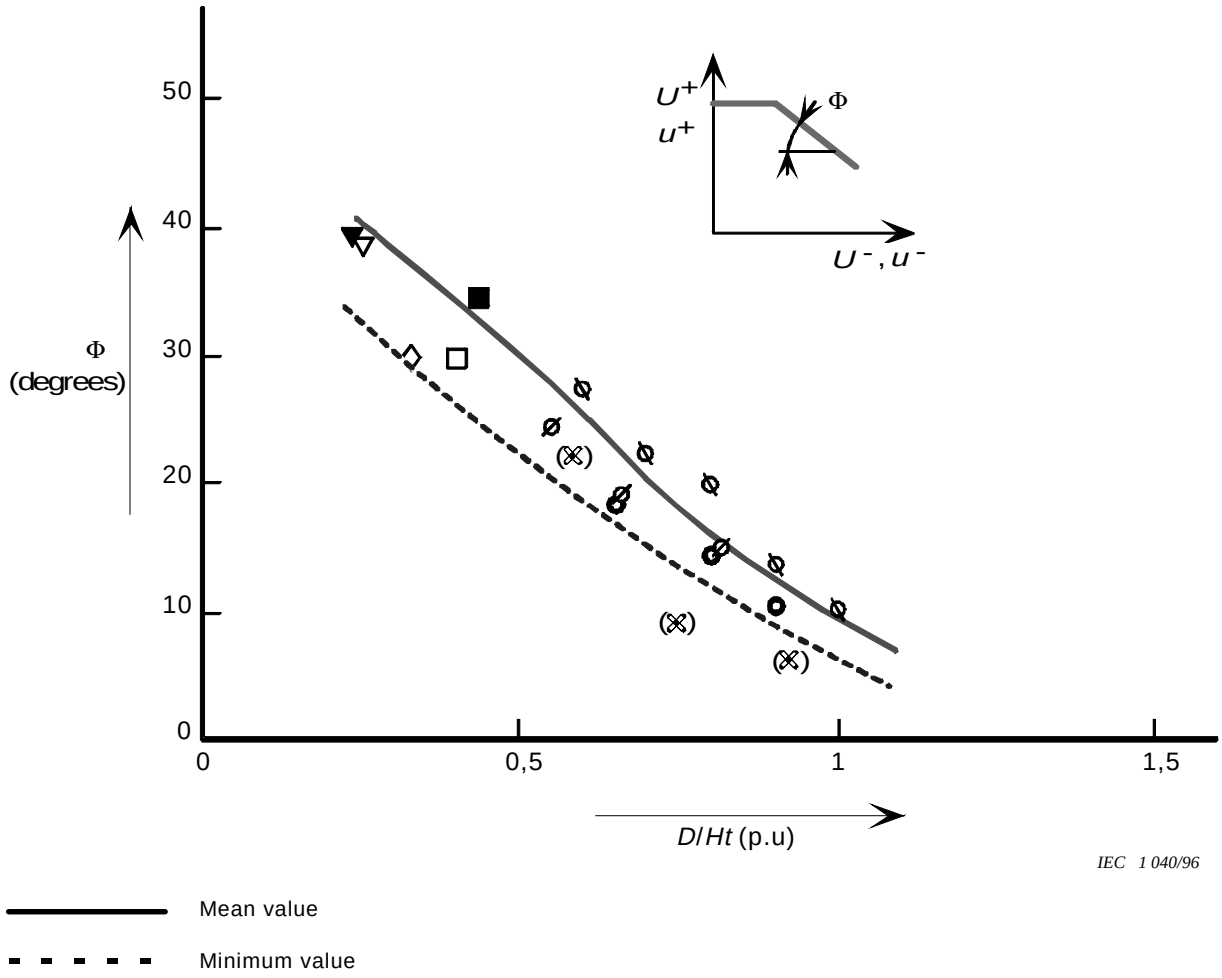


Figure D.5 – Inclination angle of the phase-to-phase insulation characteristic in range b dependent on the ratio of the phase-phase clearance *D* to the height *Ht* above earth

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe E
(informative)

Surtensions transmises dans les transformateurs

E.1 Remarques générales

Dans certains cas, la transmission des tensions et surtensions à travers un transformateur est un phénomène déterminant pour la conception de la protection du transformateur contre les surtensions. Un exemple en est fourni par un transformateur connecté à un alternateur ou à un moteur de forte puissance avec disjoncteur et protection commune. Des cas spéciaux sont des transformateurs dont un enroulement est en permanence ou occasionnellement (à cause, par exemple, de manoeuvres de disjoncteurs) déconnecté du réseau.

Les surtensions peuvent être transmises à travers le transformateur d'un enroulement à un autre. Dans certains cas, les surtensions peuvent aussi être transmises d'une phase à l'autre, ce qui peut augmenter la contrainte sur une phase adjacente qui est déjà soumise à une surtension directe. On rencontre des problèmes avec (par exemple) des disjoncteurs à vide manoeuvrant un moteur et dans les postes blindés à cause des surtensions créées par les manoeuvres de sectionneurs.

Les tensions transmises à travers les transformateurs sont principalement à front rapide ou à front lent. Le mode de transmission dépend de la raideur des surtensions. En principe, les modes de transmissions suivants sont susceptibles d'intervenir :

– transmission électrostatique ou capacitive;

– transmission oscillatoire par l'intermédiaire d'oscillations naturelles des circuits primaires et/ou secondaires du transformateur (les capacités par rapport à la masse et les self inductances des enroulements forment les circuits oscillants);

– transmission électromagnétique normale qui dépend essentiellement du rapport de transformation, de l'inductance de fuite et de l'impédance de charge du transformateur.

La composante oscillatoire est amortie et superposée à la composante transmise par voie électromagnétique. La composante oscillatoire et généralement faible et d'importance secondaire si elle n'est pas amplifiée par des effets de résonance. Par conséquent, ce mécanisme de transmission ne sera plus considéré dans ce qui suit.

La surtension transmise a habituellement à la fois les composantes inductives et capacitives qui se superposent à la tension à fréquence industrielle. L'accroissement de tension éventuellement dû à un défaut à la terre doit être inclus dans la tension à fréquence industrielle. La composante transmise par voie capacitive se situe typiquement dans la gamme du mégahertz et est donc vue en premier dans la surtension transmise. La composante transmise par voie inductive arrive après la composante capacitive. Sa forme et son amplitude changent avec le temps car la répartition de la tension le long de l'enroulement primaire dépend du temps.

Un cas particulier de transmission de surtension est la transmission par voie capacitive de la montée en potentiel du neutre pendant des défauts à la terre ou tout autre événement dissymétrique dans les transformateurs dont le rapport de transformation est particulièrement élevé (par exemple transformateur de centrale ou transformateur avec enroulement tertiaire) et où la capacité du circuit basse tension est faible.

L'amplitude des tensions transmises dépend de la façon dont le transformateur est construit (particulièrement la construction des bobines – galette, spires entrelacées, etc. – et leur disposition autour des colonnes du noyau autant que des inductances de fuite), de l'amortissement des enroulements, des capacités du transformateur, du rapport de transformation et du couplage, du raccordement au réseau, etc. La forme des surtensions incidentes joue également un rôle important.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex E
(informative)

Transferred overvoltages in transformers

E.1 General remarks

In some cases, the voltages and surges transferred through the transformer can be decisive when the overvoltage protection of the transformer is designed. A transformer connected to a high rating generator or motor with common circuit-breaker and protection is an example of such a case. Special cases are transformers whose one winding is permanently or occasionally (due to e.g. circuit-breaker operations) disconnected from the network.

The surges can be transferred through the transformer from one winding system to another. In certain cases the surge can be transferred also between the phases, which can increase the stress in an adjacent phase which is already being subjected to a direct surge. Problems are experienced with (for example) vacuum circuit-breaker switching a motor and in GIS with surges generated by disconnector operations.

The voltages transferred through the transformers are mainly fast-front or slow-front overvoltages. The transfer mode depends upon associated rates of change. In principle, the following transfer modes can come into question:

– electrostatic or capacitive transfer;

– oscillatory transfer through natural oscillations of primary and/or secondary circuits of the transformer (the earth capacitances and the self-inductances of the windings form the oscillation circuits);

– normal electromagnetic transfer which depends primarily on the turns ratio, leakage inductance and loading impedance of the transformer.

The oscillatory component is damped and superimposed on the electromagnetic transferred component. The oscillatory component is usually small and of secondary importance, if it is not magnified by resonance effects. Therefore, this transferring mechanism is not considered further here.

The transferred surge has usually both the capacitively and inductively transferred components which superimpose to the power-frequency voltage. The eventual voltage rise due to an earth fault have to be included in the power-frequency voltage. The capacitively transferred component lays typically in megahertz range and is seen first in the transferred surge. The inductively transferred component comes after the capacitive one. Its shape and amplitude change in time because the distribution of the voltage along the primary winding is time-dependent.

A special case of surge transference is the capacitively transferred neutral potential rise during earth faults and other unsymmetrical events in transformers where the turns ratio between the high-and low-voltage windings is exceptionally high (e.g. generator transformers or a transformer with a tertiary winding) and where the capacitance of the low-voltage side is low.

The magnitude of the transferred voltages depends on the construction of the transformer (especially the construction of the windings – disc, interleaved winding, etc. – and their order around the core legs as well as the leakage inductances), damping of the winding, capacitances of the transformer, turns (transformation) vector group, connection to the network, etc. In addition, the shape of the incoming surge has an important role.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Un certain nombre des caractéristiques constructives qui influent sur l'amplitude des surtensions transmises sont difficiles à calculer. Par conséquent, la méthode la plus pratique pour obtenir une estimation quantitative de l'amplitude des surtensions est de les mesurer, ce qui se réalise par des surtensions répétitives.

Dans ce qui suit, on se limite à expliquer les caractéristiques principales de la transmission des surtensions à travers les transformateurs. Les équations présentées ne sont utilisables que pour obtenir une estimation grossière des surtensions. Les termes de primaire et de secondaire sont utilisés indépendamment du nombre d'enroulements et du sens normal de transmission de l'énergie. Les surtensions attaquent l'enroulement primaire et sont transmises à l'enroulement secondaire.

E.2 Surtensions temporaires transmises

La dissymétrie des tensions phase-terre primaires peut provoquer des surtensions phase-terre au secondaire si l'enroulement secondaire est à neutre isolé et fonctionne à une tension assignée particulièrement basse par rapport à l'enroulement primaire. La cause la plus courante d'une dissymétrie des tensions est le défaut à la terre. L'amplitude des surtensions temporaires transmises dépend des tensions primaires pendant le défaut à la terre, du rapport des capacités du transformateur et d'éventuelles capacités additionnelles connectées au secondaire.

La surtension phase-terre maximale peut s'évaluer par:

$$U_{2e} = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_2} U_{1e} + \frac{U_{2N}}{\sqrt{3}} \qquad \text{(E.1)}$$

où

U_{2e} est la surtension secondaire causée par le défaut à la terre au primaire;

U_{1e} est la tension au point neutre du primaire pendant le défaut à la terre;

$U_{2N} / \sqrt{3}$ est la tension phase-terre assignée au secondaire;

C_{12} est la capacité entre les enroulements primaire et secondaire;

C_2 est la capacité phase-terre de l'enroulement secondaire et des équipements qui y sont raccordés.

Les capacités nécessaires sont données par les essais individuels de série du transformateur.

Il convient qu'en toute rigueur les tensions soient additionnées vectoriellement; cependant, l'addition arithmétique indiquée donne des résultats calculés au plus juste.

Des surtensions excessives peuvent apparaître si la capacité phase-terre du secondaire est trop faible. Ainsi, la tension de tenue normalisée à fréquence industrielle peut être dépassée dans le cas d'un transformateur 110 kV si la tension assignée du secondaire est 10 kV ou moins.

Un autre cas qui conduit à des surtensions transmises par voie capacitive excessives est celui où l'enroulement secondaire à neutre isolé est entièrement déconnecté du réseau pendant un défaut à la terre au primaire.

L'amplitude de ces surtensions peut être limitée au moyen de capacités additionnelles qui sont connectées entre chacune des phases et le neutre au secondaire. Une capacité de 0,1 µF suffit souvent.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Some of the constructional factors influencing the magnitude of transferred surges are difficult to calculate. Therefore, the most practical method to get a quantitative estimate for the magnitude of these surges is to measure them, e.g. with recurrent surge measurement.

The following explains only the most important features of the overvoltage transference through transformers. Equations presented can be used only as a rough estimation of the surge magnitudes. Primary and secondary terms are used independently of the number of windings and in the direction of normal power transmission so that the surges come in the primary winding and are transferred from there to the secondary winding.

E.2 Transferred temporary overvoltages

The unsymmetry in the primary phase-to-earth voltages can cause phase-to-earth overvoltages in the secondary side if the secondary winding is with an isolated neutral and has a remarkably low rated voltage in respect to the primary winding. The most common cause of voltage unsymmetry is the earth fault. The magnitude of the transferred temporary overvoltage depends on the primary voltage during the earth fault, capacitance ratio of the transformer and on the eventual additional capacitors connected to the secondary side.

The maximum phase-to-earth overvoltage can be estimated from:

$$U_{2e} = \frac{C_{12}}{C_{12} + C_2} U_{1e} + \frac{U_{2N}}{\sqrt{3}} \qquad \text{(E.1)}$$

where

U_{2e} is the secondary overvoltage caused by the earth fault in the primary;

U_{1e} is the voltage in the neutral point of the primary winding during the earth fault;

$U_{2N} / \sqrt{3}$ is the rated phase-to earth voltage in the secondary side;

C_{12} is the capacitance between primary and secondary windings;

C_2 is the phase-to-earth capacitance of the secondary winding and equipments connected to it.

The required capacitance values are obtained from the routine test protocols of the transformer.

The voltages should rigorously be added vectorially; however, arithmetic addition as given yields conservative results.

Too high overvoltages can occur if the phase-to-earth capacitance of the secondary winding is too low. For example, the standard power-frequency withstand voltages can be exceeded in the case of 110 kV transformers if the rated secondary voltage is 10 kV or less.

Another case leading to excessive capacitively transferred overvoltages is when the secondary winding with an isolated neutral is totally disconnected from the network during an earth fault on the primary side.

The magnitude of these overvoltages can be reduced with the help of additional capacitances which are connected between phase and earth in all phases on the secondary side. Often a capacitor of 0,1 µF is enough.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

E.3 Surtensions transmises par voie capacitive

Les surtensions transmises par voie capacitive ne sont habituellement critiques que lorsqu'elles sont transmises du côté haute tension vers le côté basse tension.

Elles peuvent trouver leur origine dans la montée en potentiel de l'enroulement primaire due à l'incidence de surtensions à front raide ou à front lent. Elles sont transmises au secondaire à travers la capacité de l'enroulement comme dans le cas de tensions primaires déséquilibrées mais une importante différence est due au fait que dans le cas de variations rapides de tension au primaire, seules les parties des enroulements près des bornes participent à la transmission des surtensions. Ainsi, dans le cas général, le fait que les capacités soient réparties doit être pris en compte en calculant la capacité de choc d'un enroulement de transformateur à partir des capacités réparties série et de capacités par rapport à la terre (C_s et C_e) par

$$C_{1in} = \sqrt{C_s C_e} \qquad \text{(E.2)}$$

La valeur de C_e peut être mesurée mais la valeur de C_s ne peut être évaluée qu'à partir des données constructives des enroulements. Ainsi, seul le fabricant peut fournir la valeur de la capacité C_s.

NOTE – La validité du calcul de C_{1in} ci-dessus repose sur l'hypothèse d'une forte constante de distribution initiale des enroulements [9]. Si des enroulements haute tension avec des capacités séries beaucoup plus fortes sont utilisés (faible constante de distribution), cette approximation sera moins précise.

Les capacités de choc forment un diviseur capacitif (voir figure E.1) qui peut être utilisé pour une évaluation grossière de l'amplitude des surtensions transmises par voie capacitive. Quand l'effet de la tension à fréquence industrielle se superpose, la pointe initiale de tension qui en résulte au secondaire à vide est donnée par:

$$U_{T2} = g\ h\ U_{T1} \qquad \text{(E.3)}$$

où

$g = C_{1in} / (C_{1in} + C_{3in})$: rapport du diviseur;

h est le facteur pour la tension à fréquence industrielle.

Le rapport du diviseur g peut se trouver dans la gamme 0,0 à au moins 0,4. Il peut être évalué à partir des données fournies par le constructeur du transformateur ou mesuré par un essai de choc à basse tension. Le couplage triangle de l'enroulement basse tension associé à un couple étoile du côté haute tension conduit à une réduction supplémentaire de la valeur de g.

La valeur du facteur h dépend de la classe des contraintes de tension et du type de couplage des enroulements:

– pour les surtensions à front lent, il est correct d'admettre $h = 1$ quel que soit le type de couplage;
– pour les surtensions à front rapide, il faut prendre $h > 1$;
  – couplage étoile/triangle et triangle/étoile $h = 1{,}15$ (estimation grossière);
  – couplage étoile/étoile et triangle/triangle $h = 1{,}07$ (estimation grossière).

Dans le cas de surtensions à front rapide, la valeur de U_{T1} peut être le niveau de protection des parafoudres connectés au primaire. Dans le cas surtensions à front lent, la valeur de U_{T1} peut être la valeur crête des surtensions phase-terre (en admettant que les parafoudres n'interviennent pas).

L'amplitude des surtensions transmises par voie capacitive est amortie par suite des pertes dans les enroulements. Cet effet, et celui de la charge raccordée au transformateur, réduisent effectivement l'amplitude des pointes capacitives. Habituellement, ces pointes de surtension ne sont critiques que pour les transformateurs abaisseurs dont le rapport de transformation est grand, et lorsque seule une petite capacité est raccordée au secondaire. Des situations critiques peuvent se présenter lorsque la surtension incidente est à front très raide ou est coupée. Les parafoudres connectés au secondaire limitent effectivement l'amplitude des surtensions transmises par voie capacitive. La protection peut être renforcée par des capacités additionnelles particulièrement dans le cas de matériels qui ne tolèrent pas les surtensions à front raide (par exemple génératrices et moteurs) ou si le rapport des capacités du transformateur est défavorable, car dans ce cas les parafoudres au secondaire peuvent être amenés à fonctionner trop souvent.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

E.3 Capacitively transferred surges

Capacitively transferred surges are usually critical only when they are transferred from the high-voltage side to the low-voltage side.

The capacitively transferred surge can originate from the potential rise of the primary winding caused by incoming fast-front or slow-front overvoltages. They transfer to the secondary through the winding capacitance as in the case of unbalanced primary voltages but an important difference is caused by the fact that in the case of rapid primary voltage variations only those parts of the windings which are near the terminals take part in the surge transference. Therefore, in a general case, the distributed nature of the capacitances should be recognized by noting that the surge capacitance of a transformer winding is calculated from the distributed series and earth capacitances (C_s and C_e respectively) by:

$$C_{1in} = \sqrt{C_s C_e} \qquad \text{(E.2)}$$

The value of C_e can be measured but the value of C_s has to be estimated on the basis of the construction of the windings. Therefore, only the manufacturer can give the value of the capacitance C_s.

NOTE – The validity of the above calculation of C_{1in} is based on the assumption of a high initial distribution constant of the windings [9]. When high-voltage windings with much higher series capacitances (low distribution constant) are used, this approximation will be less accurate.

The surge capacitances form a capacitive divider (refer to figure E.1) which can be used in the rough estimation of the magnitude of the capacitively transferred surges. When the effect of the power-frequency voltage is encountered, the resulting initial voltage spike on the open secondary side is given by:

$$U_{T2} = g\ h\ U_{T1} \qquad \text{(E.3)}$$

where

$g = C_{1in} / (C_{1in} + C_{3in})$: dividing ratio of the divider

h is the power-frequency voltage factor.

The dividing ratio g can range from 0,0 to at least 0,4. It can be estimated from the data available from the manufacturer of the transformer or measured by low-voltage impulse test. Delta connection of the low-voltage winding with a star connected high-voltage winding results in a further reduction in the value of parameter g.

The value of the factor h depends on the class of the voltage stress and on the type of transformer windings connections:

- for slow-front overvoltages, it is correct to assume $h = 1$ (no matter what the windings connections are);
- for fast-front overvoltages, $h > 1$ shall be used;
  - for star/delta or delta/star connections, $h = 1{,}15$ (rough estimate);
  - for star/star or delta/delta connections, $h = 1{,}07$ (rough estimate).

In the case of fast-front overvoltages, the value of U_{T1} can be the protective level of the arresters connected on the primary side. In the case of slow-front overvoltages, the value of U_{T1} can be the peak value of the phase-to-earth voltage stress (assuming the arresters will not react).

The magnitudes of capacitively transferred surges are damped due to the losses in the windings. This effect, as well as the load connected to the transformer, effectively reduces the magnitude of the capacitive spikes. Usually these overvoltage spikes are critical only in the case of transformers with large step-down ratios and when only a small capacitance is connected to the secondary. Critical situations can arise if the incoming surge has a great steepness or is chopped. Arresters connected to the secondary effectively limit the magnitudes of the capacitively transferred voltages. The protection can be further improved with additional capacitors, especially in the case of equipments which do not tolerate voltages with fast rising fronts (e.g. generators and motors) or if the capacitive ratio of the transformer is unfavourable, because otherwise the surge arresters on the secondary side might operate too frequently.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

E.4 Surtensions transmises par voie inductive

La transmission par voie inductive est généralement le mode de transmission le plus important et intervient déjà pour des vitesses modérées de variation de la tension. Habituellement, une transmission de surtension par voie inductive est associée au régime transitoire des tensions et courants dans l'enroulement primaire quand les distributions initiales évoluent de façon oscillatoire vers les distributions de courant et de tension finales. Cela implique que les surtensions transmises comprennent plusieurs composantes qui oscillent à des fréquences différentes.

Dans ce mode de transmission, le transformateur se comporte essentiellement comme dans son mode de fonctionnement normal et les méthodes conventionnelles à fréquence industrielle sont applicables pour l'analyse des amplitudes et formes des surtensions. En conséquence, l'élaboration de circuits équivalents et d'équations pour les composantes de la tension est facile mais en contrepartie la détermination des paramètres nécessaires du transformateur est compliquée. Ainsi, seules des équations approximatives simples sont souvent utilisées pour la détermination des surtensions. Par conséquent, les mesures directes donnent des informations plus précises et plus fiables sur l'amplitude des surtensions transmises par voie inductive.

L'amplitude des surtensions transmises par voie inductive dépend de:

– l'amplitude de la tension primaire (compte tenu du fonctionnement des parafoudres);

– la durée de la surtension incidente;

– les caractéristiques du transformateur (nombre d'enroulements et rapport de transformation, impédance de court-circuit, couplage);

– l'impédance d'onde des lignes raccordées au secondaire;

– les caractéristiques de la charge.

La surtension induite au secondaire d'un transformateur peut être estimée au moyen de la formule (E.4):

$$U_{T2} = h\ q\ J\ w\ U_{T1} \qquad \text{(E.4)}$$

où

h est le facteur défini pour l'équation (E.3);

q est le facteur de réponse du circuit secondaire à la surtension transmise;

J est le facteur dépendant du couplage des enroulements;

w est le rapport de la tension secondaire entre phases du transformateur à la tension primaire entre phases.

Le facteur de réponse q détermine essentiellement l'amplitude de l'oscillation. La valeur de q dépend de l'inductance de fuite de l'enroulement secondaire de la charge qui y est connectée et de la vitesse de montée de la surtension incidente. L'agencement des enroulements autour du circuit magnétique a également une influence (réduisant même la valeur de q comme la charge dans d'autres enroulements) et rend la prédétermination de q difficile.

Dans la suite, on donne quelques valeurs pour illustrer le cas de transformateurs à galettes. Il convient de consulter les fabricants pour les transformateurs qui ont d'autres types d'enroulement.

Quelques valeurs typiques de q peuvent être définies comme suit:

– si le transformateur est connecté à une ligne aérienne peu chargée, la valeur de q varie pour les surtensions à front raide de 0,3 à 1,3 quand la tension assignée de l'enroulement secondaire varie de 245 kV à 36 kV;

– pour des surtensions de manoeuvre sur un réseau analogue, peu chargé, la valeur habituelle est $q < 1{,}8$;

– si le transformateur est raccordé à un câble, la valeur habituelle est $q < 1{,}0$ à la fois pour les surtensions à front raide et à front lent.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

E.4 Inductively transferred surges

Inductive transfer of surges is usually the most important transfer mode and takes place already on moderate rates of voltage changes. Usually, an inductive surge transfer is associated with the transient behaviour of the surge voltages and currents in the primary winding when the initial distributions change in an oscillatory fashion towards the final voltage and current distributions. This means that the transferred surge is composed of several components which oscillate with different frequencies.

In this transfer mode, the transformer operates essentially in its normal mode and conventional power-frequency methods apply in the analysis of the magnitudes and shapes of the surges. Consequently, the derivation of equivalent circuits and equations for the voltage components is quite easy but, on the other hand, the determination of the values of the needed transformer parameters is complicated. Therefore, only simple approximative equations are often used for the determination of surge magnitudes. Consequently, direct measurements can give more reliable and accurate information on the magnitudes of the inductively transferred surges.

The magnitudes of the inductively transferred surges depend on:

– the magnitude of the primary voltage (including the arrester operation);

– the duration of the incoming surge;

– the characteristics of the transformer (number of windings and turns ratio, short-circuit impedances, vector group);

– the surge impedances of the lines connected to the secondary;

– the characteristics of the load.

The surge induced on the secondary side of a transformer may be estimated with the help of equation (E.4):

$$U_{T2} = h\ q\ J\ w\ U_{T1} \qquad \text{(E.4)}$$

where

h is the factor defined under equation (E.3);

q is the response factor of the secondary circuit to the transferred surge;

J is the factor dependent on the connection of the windings;

w is the ratio of transformer secondary to primary phase-to-phase voltage.

The response factor q basically determines the amplitude of the oscillation. The magnitude of q depends on the leakage inductance of the secondary winding, on the load connected to it as well as on the rate of rise of the incoming surge. Also, the order of the windings around the core legs influences (even reducing the value of q like the load in other windings) and makes the predetermination of q difficult.

In the following, some values are given to illustrate the situation in the case of transformers with disc windings. Manufacturers should be contacted in the case of transformers with other winding types.

Some typical values for q can be defined as following:

– if the transformer is connected to an overhead line without appreciable load, the value of q varies for fast-front surges from 0,3 to 1,3 when the rated voltage of the secondary winding varies from 245 kV to 36 kV;

– for switching surges on a similar system without appreciable load, the usual value is $q < 1{,}8$;

– if the transformer is connected to a cable, the usual value is $q < 1{,}0$, both for the fast-front and the slow-front surges.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Des valeurs plus élevées de *q* peuvent exister dans le cas de transformateurs à trois enroulements. Des valeurs dépassant 1,7 à 2,0 ont même été enregistrées pour de tels transformateurs.

Les valeurs de *J* pour une surtension sur une seule phase ou pour des surtensions égales et de polarité opposée sur deux phases sont indiquées à la figure E.2 pour huit couplages différents de transformateurs triphasés. La figure suppose que la tension du réseau est égale à l'unité.

Les surtensions transmises par voie inductive de l'enroulement haute tension à l'enroulement basse tension peuvent être critiques si

– l'enroulement secondaire est déconnecté du réseau;

– l'enroulement secondaire a une faible tension assignée mais une forte puissance (par exemple transformateurs de centrale);

– l'enroulement est le tertiaire d'un transformateur à trois enroulements.

Les surtensions transmises par voie inductive peuvent être dangereuses pour l'isolation entre phase d'enroulements secondaires couplés en triangle, même si toutes les bornes du transformateur sont équipées de parafoudres connectés entre phase et terre. Ainsi, des parafoudres branchés entre phases peuvent aussi être nécessaires. De fortes surtensions peuvent apparaître lorsque la surtension est transmise du côté basse tension vers le côté haute tension, particulièrement si des augmentations de tension de type résonance sont causées.

Il convient que la protection entre les phases et la terre ou entre phases soit étudiée cas par cas. L'information nécessaire devra être demandée au constructeur du transformateur. Des parafoudres branchés entre toutes les phases et la terre et aussi entre les phases (si nécessaire, c'est-à-dire pour les couplages étoile-triangle) procurent généralement une protection adéquate. L'utilisation de capacités additionnelles ne réduit généralement pas les surtensions transmises par voie inductive.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Clearly higher values of q can result in the case of a three-winding transformer. Even values exceeding 1,7 to 2,0 have been recorded for such transformers.

Values of J for a surge on one phase only and for equal surges of opposite polarity on two phases are shown in figure E.2 for eight different three-phase connections of the transformer. The figure is based on the assumption that the system voltage ratio is unity.

Inductively transferred surges from the high-voltage winding to the low-voltage one can be critical if:

– the secondary voltage winding is not connected to the network;

– the secondary winding has a low rated voltage but a high rated power (e.g. generator transformers);

– the winding is the tertiary of a three-winding transformer.

Inductively transferred surges can be dangerous for the phase-to-phase insulation of the delta-connected secondary windings, although all terminals of the transformer are equipped with surge arresters connected between phases and earth. Therefore, arresters connected between phases can also be necessary. High overvoltages can occur when the surge is transferred from the low-voltage winding to the high-voltage one, especially if resonance type voltage rises are caused.

The protection between phases and earth as well as between phases should be studied case by case. Necessary information should be required from the transformer manufacturer. Surge arresters connected between all phases and earth and also between the phases (when needed, e.g. star/delta connected transformers) usually give an adequate protection. Adding of extra capacitors does not usually reduce the inductively transferred overvoltages.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

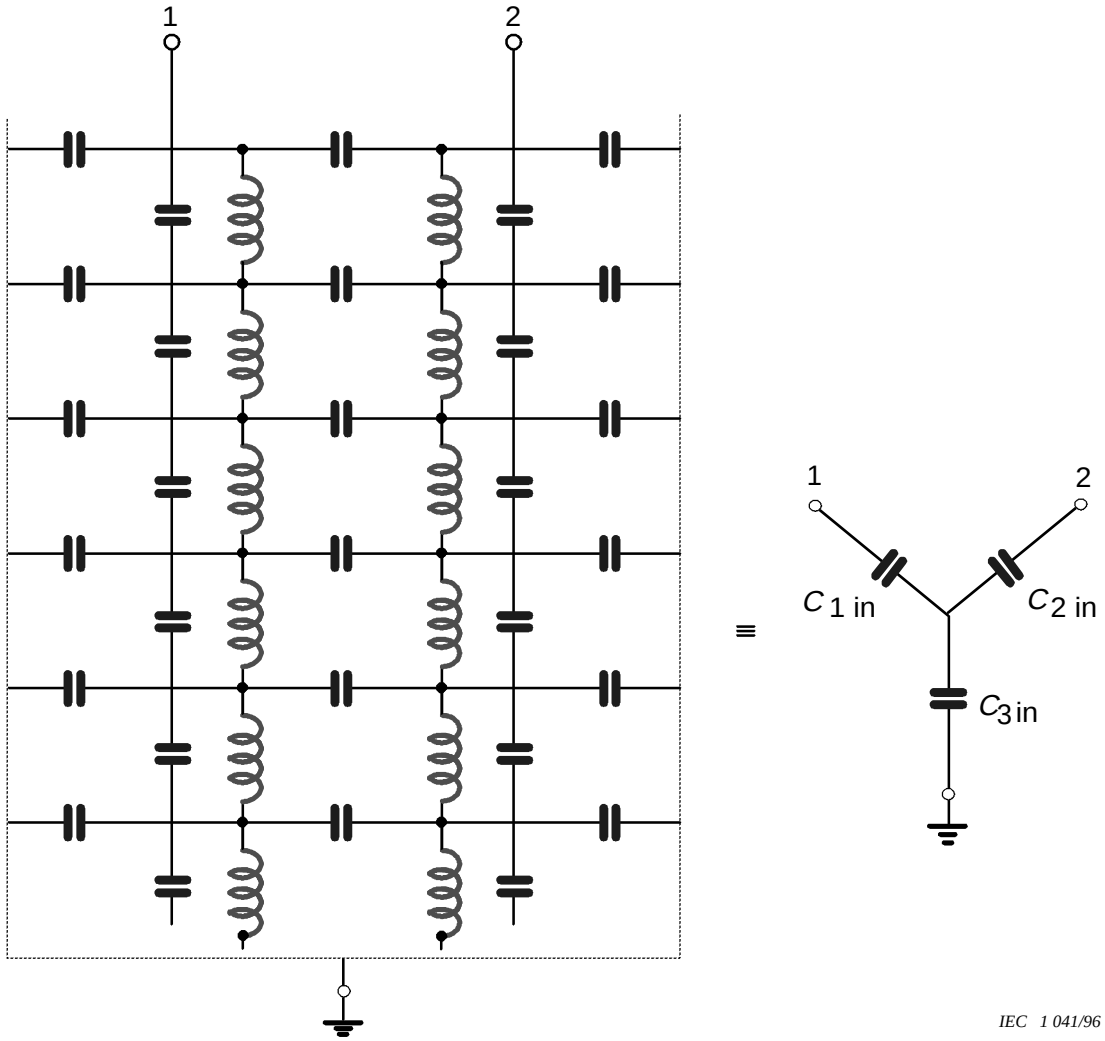


Figure E.1 – Capacités réparties des enroulements d'un transformateur et circuit équivalent décrivant les enroulements

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

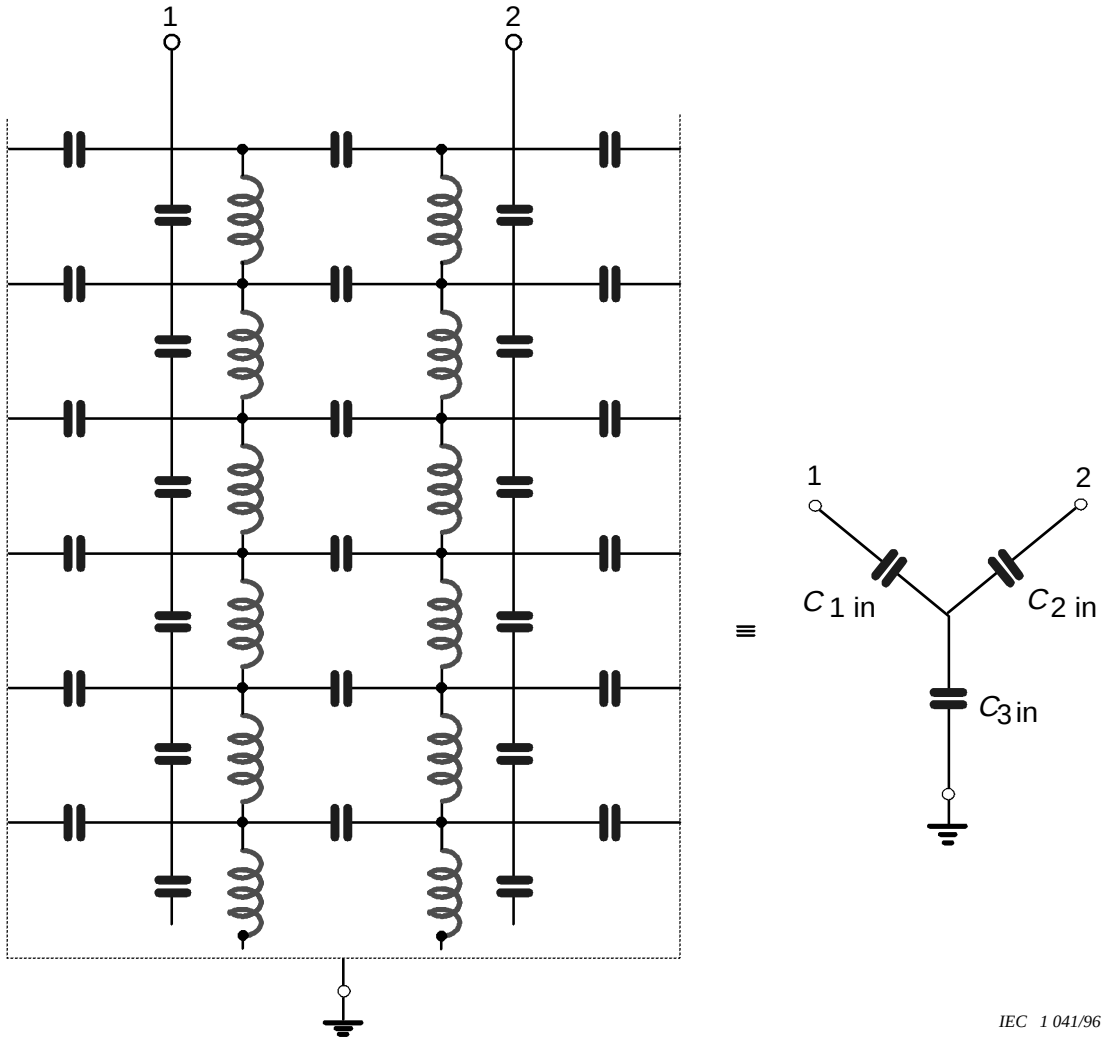
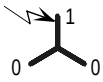
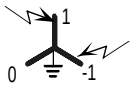
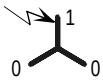
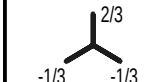
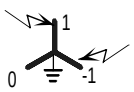
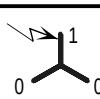
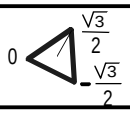
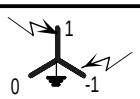
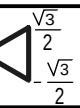
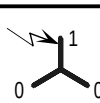
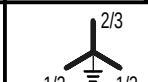
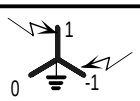
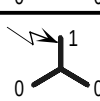
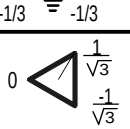
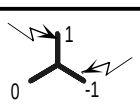
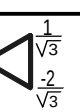
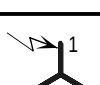
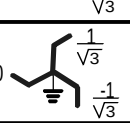
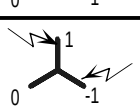
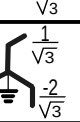
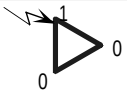
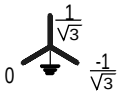
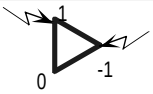
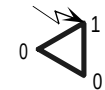
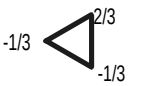
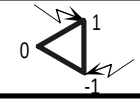


Figure E.1 – Distributed capacitances of the windings of a transformer and the equivalent circuit describing the windings

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Cas	Couplage du transformateur			Choc sur une phase seulement $U_A = 1, U_B = U_C = 0$		Chocs de polarités opposées sur 2 phases $U_A = 1, U_B = -1, U_C = 0$	
N°	Enroulement haute tension	Enroulement basse tension	Tertiaire	Enroulement haute tension	Enroulement basse tension	Enroulement haute tension	Enroulement basse tension
1	Y(e)	y(e)	(-, y)				
2	Y(e)	y(i)	(-, y)				
3	Y(e)	d	(-, y, d)				
4	Y(i)	y(e, i)	(-, y, d)				
5	Y(i)	d	(-, y, d)				
6	Y(i)	z(e, i)	(-, y, d)				
7	D	y(e, i)	(-, y, d)				
8	D	d	(-, y, d)				

IEC 1 042/96

Y,*y*: enroulements connectés en étoile

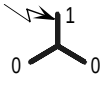
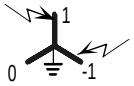
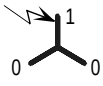
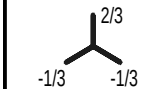
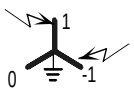
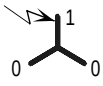
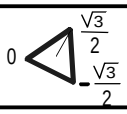
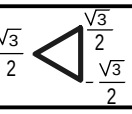
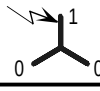
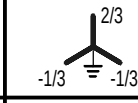
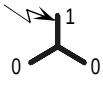
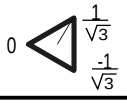
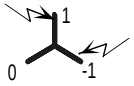
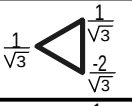
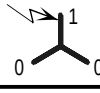
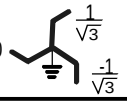
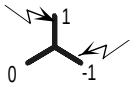
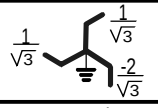
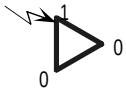
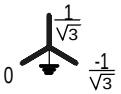
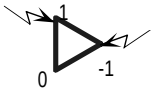
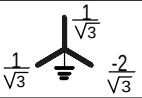
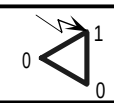
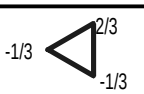
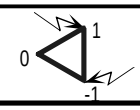
D,*d*: enroulements connectés en triangle

Z: enroulements connectés en zig-zag

U_A, U_B, U_C: amplitudes des surtensions côtés bornes haute tension A, B, C

Figure E.2 – Valeurs du facteur *J* décrivant l'effet du couplage des enroulements sur la transmission des surtensions par voie inductive

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

case	Transformer connexion			Surge on one phase only $U_A = 1, U_B = U_C = 0$		Surges of opposite polarity on 2 phases $U_A = 1, U_B = -1, U_C = 0$	
No.	Higher-voltage winding	Lower-voltage winding	Tertiary	Higher-voltage winding	Lower-voltage winding	Higher-voltage winding	Lower-voltage winding
1	Y(e)	y(e)	(-, y)				
2	Y(e)	y(i)	(-, y)				
3	Y(e)	d	(-, y, d)				
4	Y(i)	y(e, i)	(-, y, d)				
5	Y(i)	d	(-, y, d)				
6	Y(i)	z(e, i)	(-, y, d)				
7	D	y(e, i)	(-, y, d)				
8	D	d	(-, y, d)				

IEC 1 042/96

Y,y: star-connected windings

D,d: delta-connected windings

Z: Z-connected windings

U_A, U_B, U_C: overvoltage amplitudes at the high-voltage terminals A, B, C

Figure E.2 – Values of factor *J* describing the effect of the winding connections on the inductive surge transference

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Annexe F
(informative)

Surtensions dues à la foudre

F.1 Remarques générales

Les surtensions dans les postes dépendent de l'amplitude et de la forme des surtensions incidentes provenant des conducteurs de ligne aérienne et arrivant dans le poste, mais aussi du comportement de l'onde se propageant à l'intérieur du poste lui-même. La fréquence d'occurrence de ces surtensions est liée à la performance vis-à-vis de la foudre des lignes aériennes raccordées au poste. Pour les postes ou les parties de postes dépourvus de parafoudre, le paramètre le plus important pour ces surtensions est l'amplitude de la surtension arrivant au poste; pour les postes protégés par parafoudres, les paramètres importants sont la pente du front de l'onde et la distance entre le parafoudre et l'équipement considéré.

La pente de l'onde incidente est amortie principalement par effet couronne sur la ligne aérienne [9]. Cela signifie que, dans la mesure où le choc de foudre tombe sur la ligne aérienne à moins d'une certaine distance du poste, la pente de l'onde incidente est suffisante pour que l'amplitude de surtension atteigne un certain niveau (voir F.2 pour plus de détails). Pour des coups plus éloignés, la pente de l'onde sera trop faible, quelle que soit l'amplitude de choc.

La connaissance de cette distance limite est essentielle. Pour faire des calculs détaillés de surtensions avec les programmes de transitoires, la ligne aérienne devra être représentée avec soin sur cette distance limite. La référence [9] donne des recommandations concernant les paramètres qui doivent être utilisés dans ces calculs. De plus, toutes les simplifications qui prennent en compte la fréquence d'occurrence des amplitudes de surtension sont basées sur les mêmes considérations.

F.2 Détermination de la distance limite (*X*p)

F.2.1 *Protection par parafoudres dans le poste*

Ce paragraphe complète les informations sur la protection contre les ondes de foudre présentées en 2.3.4.5.

Si plusieurs lignes aériennes sont raccordées au poste, la raideur initiale (S) de l'onde incidente peut être divisée par le nombre de lignes (n). Cependant, il faut préciser que le nombre de lignes devra être le nombre minimal que l'on peut raisonnablement penser rester en service, compte tenu des éventuels déclenchements pendant les orages.

Donc, pour prendre en compte le fait que la pente de l'onde incidente décroît lorsque la distance de propagation augmente, la pente de l'onde S de la surtension incidente à utiliser dans l'équation (1) est approximativement égale à:

$$S = 1 / (n K_{co} X) \qquad \text{(F.1)}$$

où

n est le nombre de lignes raccordées au poste; dans le cas de pylônes à plusieurs ternes et si l'on prend en compte des amorçages en retour simultanés, il est recommandé de diviser ce nombre par deux;

K_{co} est la constante d'amortissement effet couronne selon le tableau F.1 (µs/(kV.m));

X est la distance entre le point d'impact de la foudre et le poste (m).

NOTE – La formule repose sur l'hypothèse selon laquelle les distances entre l'objet protégé et les points où sont connectées les lignes aériennes sont telles que les temps de propagation sont inférieurs à la moitié du temps de front de la surtension incidente. Le conducteur entre l'objet et le point de connexion peut donc être négligé en première approximation. Cette approche est justifiée pour la détermination de la distance limite dans la formule (F.2) parce que les surtensions incidentes ont des pentes faibles. Pour le calcul des surtensions réelles qui résultent d'une surtension incidente donnée, cette simplification peut ne pas être prudente.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex F
(informative)

Lightning overvoltages

F.1 General remarks

The overvoltages in substations depend on amplitude and shape of the overvoltage impinging on the substation from the overhead line conductor as well as on the travelling wave behaviour of the substation itself. The frequency with which such impinging overvoltages occur is given by the lightning performance of the overhead line connected to the substation. For substations or parts of a substation to which no surge arrester is connected, the most important parameter is the amplitude of the impinging overvoltage; for substations protected by surge arresters, it is its steepness and the separation distance between surge arrester and the equipment under consideration.

The steepness of an impinging overvoltage surge is reduced mainly by corona damping effects on the overhead line [9]. This means that the steepness of the impinging surge can be only sufficient to cause a certain overvoltage amplitude if the lightning stroke hits the overhead line within a certain distance from the substation (see F.2 for detailed explanations). For further strokes the steepness will be too low, irrespective of the amplitude of the surge.

The knowledge of this limit distance is of primary importance. In detailed digital overvoltage calculations using transient programs the overhead line should be carefully simulated over this distance. Recommendations for the necessary parameters to be included in such calculations are given in [9]. Furthermore, all simplifications which take into account the frequency of occurrence of the overvoltage amplitudes are based on similar considerations.

F.2 Determination of the limit distance (*Xp*)

F.2.1 *Protection with arresters in the substation*

This subclause contains more detailed information on surge arrester protection discussed in 2.3.4.5.

When more than one overhead line is connected to the substation, the original steepness (S) of the impinging surge can be divided by the number of lines (n). However, it is emphasized that the number of lines should correspond to the minimum number which reasonably remain in service taking into account possible outages during lightning storms.

Allowing for the fact that the steepness of the impinging surge reduces inversely with the travel distance on the overhead line, the steepness S of the impinging surge to be used in equation (1) is approximately equal to:

$$S = 1 / (n\, K_{co}\, X) \qquad \text{(F.1)}$$

where

n is the number of overhead lines connected to the substation; if multi-circuit towers are involved and double-system back flashovers have to be taken into account, it is recommended to divide the number by two;

K_{co} is the corona damping constant according to table F.1 (µs/(kV.m));

X is the distance between struck point of lightning and substation (m).

NOTE – The formula has been derived with the assumption that the distances between the protected object and the connection points of the overhead lines result in travel times of less than half the front time of the impinging surge. The lead between object and connection point, therefore, can be neglected in an approximate estimation. This approach is justified for determination of the limit distance in formula (F.2) because here low steepnesses of the impinging surge are relevant. For the calculation of actual overvoltages resulting from an assumed impinging surge, this simplification may be not conservative.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

L'utilisation de cette valeur de la pente dans l'équation (1) ne permet pas de calculer de façon suffisamment précise la surtension sur le matériel. Cependant, il est suffisant (et prudent) d'estimer la distance limite X_p à partir de

$$X_p = 2T / [nK_{co} (U - U_{pl})] \quad \text{(F.2)}$$

où

U est l'amplitude de la plus faible surtension prise en compte;

T est le plus long temps de propagation entre un point quelconque à protéger dans le poste et le parafoudre le plus proche (μs);

U_{pl} est le niveau de protection du parafoudre au choc de foudre.

Pour des distances supérieures à X_p, la pente de l'onde sera suffisamment réduite pour que la surtension sur le matériel soit en général inférieure à la valeur présumée U.

Tableau F.1 – Constante d'amortissement par effet couronne K_{co}

Configuration des conducteurs	K_{co} (µs/(kV.m))
Conducteur simple	$1{,}5 \times 10^{-6}$
Faisceau de deux conducteurs	$1{,}0 \times 10^{-6}$
Faisceau de trois ou quatre conducteurs	$0{,}6 \times 10^{-6}$
Faisceau de six ou huit conducteurs	$0{,}4 \times 10^{-6}$

F.2.2 *Autoprotection des postes*

Il y a autoprotection d'un poste lorsqu'une surtension de foudre parvenant dans le poste et provenant d'une ligne aérienne est ramenée en dessous de la tension de coordination par l'effet des réflexions à l'intérieur du poste lui-même, sans effet des parafoudres. La condition essentielle est d'avoir un nombre suffisamment important de lignes connectées au poste.

Le nombre nécessaire de lignes peut être estimé par

$$n \geq 4\left[\left(U_{50}^{-} / U\right)\right] - 1 \quad \text{(F.3)}$$

où

n est le nombre de lignes aériennes;

U_{50}^{-} est la tension d'amorçage 50 % en onde de foudre de l'isolation de la ligne, en polarité négative;

U est l'amplitude de la surtension considérée.

De plus, l'onde incidente ne doit pas entraîner de surtensions trop importantes avant que les réflexions provenant des autres lignes ne contribuent à les réduire. Cette condition est atteinte si, par suite de l'amortissement par effet couronne sur la ligne, la pente du front de l'onde incidente est si faible que le poste puisse être considéré comme un élément localisé. On peut considérer que ce point est vérifié lorsque le point d'impact est au-delà de la distance limite:

$$X_p \geq 4 (T / K_{co}U) \quad \text{(F.4)}$$

où T est le temps de propagation jusqu'au point le plus éloigné du jeu de barres (µs).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The use of this steepness value in equation (1) does not yield sufficiently accurate results for the calculation of overvoltage at the equipment. However, it is sufficient (and conservative) to estimate the limit distance X_p by:

$$X_p = 2T / [nK_{co} (U - U_{pl})] \quad \text{(F.2)}$$

where

U is the lowest considered overvoltage amplitude;

T is the longest travel time between any point in the substation to be protected and the closest arrester (µs);

U_{pl} is the lightning impulse protective level of the arrester.

For distances larger than X_p the steepness will be reduced such that the overvoltage at the equipment will in general be smaller than the assumed value U.

Table F.1 – Corona damping constant K_{co}

Conductor configuration	K_{co} (µs/(kV.m))
Single conductor	$1{,}5 \times 10^{-6}$
Double conductor bundle	$1{,}0 \times 10^{-6}$
Three or four conductor bundle	$0{,}6 \times 10^{-6}$
Six or eight conductor bundle	$0{,}4 \times 10^{-6}$

F.2.2 *Self-protection of substation*

Self-protection of the substation exists when the lightning overvoltage impinging the substation from the overhead line is decreased below the co-ordination withstand voltage by the reflections within the substation itself without any action of arresters. The fundamental requirement is that the number of lines connected to the substation is sufficiently large.

The necessary number of lines can be estimated by:

$$n \geq 4\left[\left(U_{50}^{-} / U\right)\right] - 1 \quad \text{(F.3)}$$

where

n is the number of overhead lines;

U_{50}^{-} is the 50 % lightning impulse flashover voltage of the line insulation, negative polarity;

U is the overvoltage amplitude considered.

In addition the impinging surge must not cause too high overvoltages before the reflections from the additional lines act to decrease them. This requirement is fulfilled if the steepness of the impinging surge is so small due to corona damping effects on the line that the substation can be considered as lumped element. This can be considered as valid when the lightning struck-point is beyond the limit distance:

$$X_p \geq 4 (T / K_{co}U) \quad \text{(F.4)}$$

where T is the travel time to the most distant point from the substation busbar (µs).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Un effet autoprotecteur appréciable existe dans le cas de PSEM ou de postes raccordés par câbles pour lesquels les réflexions à l'entrée de la ligne réduisent déjà les surtensions en dessous de la limite admissible. On peut supposer que ce point est vérifié si

$$U > (6Z_S / (Z_S + Z_L))U_{50}^- \qquad \text{(F.5)}$$

où

Z_s est l'impédance d'onde du poste;

Z_L est l'impédance d'onde de la ligne aérienne.

Cependant, la distance entre le point d'impact et l'entrée du poste ne doit pas être trop courte pour que l'onde réfléchie provenant du poste ne vienne interférer avec le courant de foudre. C'est pourquoi on utilisera les distances limites minimales suivantes:

X_p = 1 portée – pour les défauts d'écran;

X_p = 2 pylônes – pour les amorçages en retour.

F.3 Estimation de l'amplitude de surtension de foudre représentative

Une procédure simplifiée a été proposée [9] car le calcul de la totalité de la propagation de l'onde, y compris la simulation de la performance de la ligne aérienne est très difficile. Cette procédure consiste à déterminer un courant de foudre pour le taux de retour souhaité et à calculer la surtension par la théorie de la propagation des ondes dans le poste et sur un petit tronçon de ligne représenté par un circuit équivalent.

F.3.1 *Défaut d'écran*

Le courant de foudre permettant de calculer la surtension incidente est déterminé à partir du taux de défaut d'écran à l'intérieur de la distance limite et de la probabilité d'avoir un courant supérieur:

$$F(I) = F(I_m) + (R_t / R_p) \qquad \text{(F.6)}$$

où

$F(I_m)$ est la probabilité du courant de foudre correspondant au courant maximal de défaut d'écran;

R_t est le taux de retour considéré;

R_p est le taux de défaut d'écran à l'intérieur de la distance limite.

NOTE – Le taux de défaut d'écran peut être obtenu à partir du taux d'amorçage suite à défaut d'écran par

$$R_p = \frac{R_{sf}}{F(I_{cr}) - F(I_m)} \qquad \text{(F.7)}$$

où

R_{sf} est le taux d'amorçage suite à défaut d'écran;

$F(I_{cr})$ est la probabilité correspondant au courant entraînant l'amorçage de l'isolation de la ligne en polarité négative.

On peut obtenir les courants correspondant aux probabilités à partir de la distribution de probabilité des courants de foudre dans la gamme de valeurs entraînant un défaut d'écran que l'on peut trouver dans les publications traitant de ce sujet.

L'amplitude de la surtension incidente est déterminée par l'équation (F.8) et on peut estimer sa pente par l'équation (F.9):

$$U_I = Z_L I / 2 \qquad \text{(F.8)}$$

$$S = 1 / (K_{co} X_T) \qquad \text{(F.9)}$$

où $X_T = X_P / 4$.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

An appreciable self-protection effect may be present in the case of GIS or cable-connected substations for which the reflections at the line entrance already decrease the overvoltage below the permitted value. This can be assumed as valid if:

$$U > (6Z_s / (Z_s + Z_L))U_{50}^- \quad \text{(F.5)}$$

where

Z_s is the surge impedance of the substation;

Z_L is the surge impedance of the overhead line.

However, the distance between the lightning struck-point to the substation entrance may not be so small that the reflection from the substation interferes with the lightning. For this reason the following minimum limit distance is applicable:

X_p = 1 span – for shielding failures;

X_p = 2 towers – for back flashovers.

F.3 Estimation of the representative lightning overvoltage amplitude

As the full travelling wave calculation including the simulation of the overhead line performance is extremely difficult, a simplified procedure has been proposed in [9]. This procedure consists in calculating a lightning current with the desired return rate and calculating the overvoltage by travelling wave calculations in the substation including a short-line section equivalent circuit.

F.3.1 *Shielding penetration*

The lightning current determining the impinging surge is determined from the shielding penetration rate within the limit distance and its probability to be exceeded:

$$F(I) = F(I_m) + (R_t / R_p) \quad \text{(F.6)}$$

where

$F(I_m)$ is the lightning current probability corresponding to the maximum shielding current;

R_t is the considered return rate;

R_p is the shielding penetration rate withing the limit distance.

NOTE – The shielding penetration rate can be obtained from the shielding failure flashover rate by:

$$R_p = \frac{R_{sf}}{F(I_{cr}) - F(I_m)} \quad \text{(F.7)}$$

where

R_{sf} is the shielding failure flashover rate;

$F(I_{cr})$ is the probability corresponding to the current causing line insulation flashover at negative polarity.

The currents corresponding to the probabilities can be obtained from the lightning stroke current probability distribution in the shielding failure range to be found in publications.

The amplitude of the impinging overvoltage surge is determined by equation (F.8) and its steepness may be assumed to correspond to equation (F.9):

$$U_I = Z_L I / 2 \quad \text{(F.8)}$$

$$S = 1 / (K_{co} X_T) \quad \text{(F.9)}$$

where $X_T = X_P / 4$.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Il convient que son temps à mi-amplitude soit dans la gamme dès 140 µs. Si des valeurs crêtes, supérieures à 1,6 fois la tension d'amorçage en polarité négative de l'isolation de la ligne sont obtenues, une surtension incidente ayant cette valeur de crête doit être utilisée.

L'onde de tension incidente est utilisée pour réaliser un calcul de propagation d'onde à l'intérieur du poste, ce qui permet d'obtenir les surtensions représentatives pour le taux de retour donné, et en différents points.

NOTE – Pour certains faisceaux de conducteurs, la tension d'apparition de l'effet couronne peut être très élevée et l'hypothèse de croissance linéaire du front peut conduire à une sous-évaluation des contraintes. Pour de tels cas, une représentation plus fidèle du front des surtensions incidentes est recommandée.

F.3.2 *Amorçage en retour*

Le courant de foudre, qui détermine les caractéristiques de l'onde incidente, est déterminé à partir du nombre de coups reçus par les pylônes de ligne aérienne et sur les câbles de garde à l'intérieur de la distance limite, et à partir de la probabilité d'avoir un courant plus élevé:

$$F(I) = R_t / R_f \qquad \text{(F.10)}$$

où

R_t est le taux de retour considéré;

R_f est le taux d'amorçage en ligne à l'intérieur de la distance limite.

La tension due à ce courant dans l'impédance de mise à la terre du pylône est déterminée par le temps de réponse et la variation en fonction du courant de cette impédance. Lorsque la prise de terre du pylône est située à l'intérieur d'un rayon de 30 m, le temps de réponse peut être négligé et son impédance est donnée par l'équation suivante:

$$R_{hc} = \frac{R_{lc}}{\sqrt{1+\frac{I}{I_g}}} \qquad \text{(F.11)}$$

où

R_{lc} est la résistance en courant faible;

I_g est le courant limite (kA).

Le courant limite I_g représente l'ionisation du sol et il est donné par

$$I_g = \frac{1}{2\pi}\frac{E_o \rho}{R_{lc}^2} \qquad \text{(F.12)}$$

où

ρ est la résistivité du sol (Ω.m);

E_0 est le gradient d'ionisation du sol (valeur recommandée: 400 kV/m).

L'amplitude de l'onde incidente étudiée est alors donnée par:

$$U_l = \frac{(1-c_f)R_{lc}I}{\sqrt{1+\frac{I}{I_g}}} \qquad \text{(F.13)}$$

où c_f est le facteur de couplage entre le câble de garde et le conducteur de phase. Les valeurs types sont les suivantes:

– c_f = 0,15 pour les lignes munies d'un câble de garde;

– c_f = 0,35 pour les lignes à deux câbles de garde.

Si l'on obtient des amplitudes supérieures à 1,6 fois la tension d'amorçage de l'isolation de la ligne en polarité négative, on utilisera cette valeur pour l'onde incidente.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Its time to half-value should be 140 µs. If peak values higher than 1,6 times the negative flashover voltage of the line insulation are obtained, an impinging surge with this peak value should be used.

The impinging voltage surge is used to perform a travelling wave calculation within the substation and the representative overvoltages are obtained for this return rate for the various locations.

NOTE – For some conductor bundles the corona inception voltage can be very high and the assumption of a linearly rising front may lead to an underestimation of the overvoltages. For such cases, a more suitable representation of the impinging surge front is recommended.

F.3.2 *Back flashovers*

The lightning current determining the design impinging surge is determined from the number of flashes to the overhead line tower and earth-wires within the limit distance and its probability to be exceeded is:

$$F(I) = R_t / R_f \qquad \text{(F.10)}$$

where

R_t is the considered return rate;

R_f is the flashing rate withing the limit distance.

The voltage created at the tower footing impedance by this current is determined by its time response and current dependence. When the extension of the tower footing is within a radius of 30 m, the time response can be neglected and the tower footing impedance is:

$$R_{hc} = \frac{R_{lc}}{\sqrt{1+\frac{I}{I_g}}} \qquad \text{(F.11)}$$

where

R_{lc} is the low current resistance;

I_g is the limit current (kA).

The limit current I_g represents the soil ionization and is evaluated by:

$$I_g = \frac{1}{2\pi}\frac{E_0\rho}{R_{lc}^2} \qquad \text{(F.12)}$$

where

ρ is the soil resistivity (Ω.m);

E_0 is the soil ionization gradient (recommended value: 400 kV/m).

The amplitude of the design impinging surge is then given as:

$$U_l = \frac{(1-c_f)R_{lc}I}{\sqrt{1+\frac{I}{I_g}}} \qquad \text{(F.13)}$$

where c_f is the coupling factor between earth-wire and phase conductor. Typical values are:

– c_f = 0,15 for single earth-wire lines;

– c_f = 0,35 for double earth-wire lines.

If amplitudes higher than 1,6 times the negative flashover voltage of the line insulation are obtained, an impinging surge with this amplitude should be used.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

La queue de l'onde incidente étudiée décroît exponentiellement avec une constante de temps τ donnée par l'équation (F.14) et la pente S de son front de montée est donnée par l'équation (F.15):

$$\tau = \frac{Z_e}{R_{lc}} \frac{L_{sp}}{c} \qquad \text{(F.14)}$$

où

Z_e est l'impédance caractéristique du câble de garde. Les valeurs typiques sont de 500 Ω pour un câble de garde et de 270 Ω pour deux câbles de garde;

L_{sp} est la longueur de portée (m);

c est la vitesse de la lumière (valeur recommandée : 300 m/µs).

$$S = 1 / (K_{co} X_T) \qquad \text{(F.15)}$$

où

K_{co} est donné par l'équation (F.1);

X_T est donné par l'équation (F.9).

Pour les calculs de propagation d'onde dans le poste considéré, seul un conducteur de longueur X_T et d'impédance d'onde égale à celle des conducteurs de phase est raccordé au poste. Une source de tension d'impédance interne égale à R_{lc} est placée à l'autre extrémité du conducteur. Elle génère une tension ayant les paramètres de forme de l'onde incidente.

Si l'amplitude de l'onde incidente est supérieure à 1,6 fois la tension d'amorçage 50% en onde de foudre de polarité positive, les simplifications ne sont plus applicables et il est recommandé d'effectuer des études plus détaillées. Il en est de même dans le cas où la prise de terre s'étend dans un rayon supérieur à 30 m.

On obtient deux valeurs d'amplitude de surtension représentative en fonction du taux de retour: une pour les défauts d'écran, l'autre pour les amorçages en retour. On obtient la relation globale en ajoutant les taux de retour obtenus pour une même amplitude.

NOTE – Pour certains faisceaux de conducteurs, la tension d'apparition de l'effet couronne peut être très élevée et l'hypothèse de croissance linéaire du front peut conduire à une sous-évaluation des contraintes. Pour de tels cas, une représentation plus fidèle du front des surtensions incidentes est recommandée.

F.4 Méthode simplifiée

On peut encore simplifier les procédures décrites en F.2 et F.3 en appliquant les principes qui y sont donnés, mais en adoptant les hypothèses suivantes:

– tous les coups de foudre se produisant sur une certaine distance comptée à partir du poste provoquent sur un matériel protégé des surtensions supérieures à un niveau présumé, et tous les coups plus éloignés, des surtensions d'amplitudes inférieures;

– on peut calculer la surtension sur le matériel à partir de l'équation (1) et de l'équation (F.1).

Comme on l'a déjà mentionné, ces deux hypothèses ne sont pas absolument exactes. D'abord, tous les coups de foudre tombant sur une distance donnée ne sont pas d'égale sévérité. Ils dépendent du courant de foudre ou de l'amplitude de la surtension incidente. Ensuite, les surtensions peuvent être supérieures à celles calculées à partir des équations (1) et (F.1). Cependant, l'expérience de la protection des matériels par parafoudres a montré que ces deux inexactitudes se compensent.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The design impinging surge has an exponentially decreasing tail with a time constant τ given by equation (F.14) and a linear increasing front whose steepness S is given by equation (F.15):

$$\tau = \frac{Z_e}{R_{lc}} \frac{L_{sp}}{c} \qquad \text{(F.14)}$$

where

Z_e is the earth-wire surge impedance. Typical values are 500 Ω for single earth-wire lines and 270 Ω for double earth-wire lines;

L_{sp} is the span length (m);

c is the light velocity (recommended value: 300 m/µs).

$$S = 1 / (K_{co} X_T) \qquad \text{(F.15)}$$

where

K_{co} is given by equation (F.1);

X_T is given by equation (F.9).

For travelling wave calculations in the considered substation, a single conductor of the length X_T and surge impedance equal to that of the phase conductors is connected to the substation. A voltage source with the internal impedance of the low current footing resistance R_{lc} is placed at the end of the conductor. It produces a voltage with the shape parameters of the impinging surge.

If the impinging surge amplitude is higher than 1,6 times the positive 50 % lightning impulse flashover voltage, the simplifications are no longer applicable and more careful studies may be recommendable. The same applies for tower footing extensions larger than 30 m in radius.

Two dependencies of the representative overvoltage amplitude on the return rate are obtained, one for shielding failures and one for back flashovers. The overall dependency is obtained by adding the return rates for a constant amplitude.

NOTE – For some conductor bundles the corona inception voltage can be very high and the assumption of a linearly rising front may lead to an underestimation of the overvoltages. For such cases, a more suitable representation of the impinging surge front is recommended.

F.4 Simplified method

A further simplification to the procedures described in F.2 and F.3 is to apply the basic principles given there, but to adopt the following assumptions:

– all lightning events within a certain distance from the substation cause higher overvoltages at the protected equipment than an assumed value, and all events outside this distance lower values;

– the overvoltage at the equipment can be calculated according to equation (1) and equation (F.1).

As mentioned already both assumptions are not strictly valid. Firstly, not all events within a certain distance are equally severe. They depend on the lightning current or on the amplitude of the impinging overvoltage surge. Secondly, the overvoltages may be higher than that calculated with equations (1) and (F.1). However, current practice of equipment protection by surge arresters has shown that both inaccuracies sufficiently cancel each other.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Concernant la distance X de l'équation (F.1), on a montré que les amorçages en retour n'avaient pas lieu sur un pylône proche du poste à cause de la proximité de la prise de terre du poste. La valeur minimale de X est égale à une portée. La pente représentative S_{rp} qui doit être utilisée dans la formule (1) est donc

$$S_{rp} = 1 / [K_{co}(L_{sp} + L_t)] \qquad \text{(F.16)}$$

où $L_t = (R_t / R_{km})$ est la section de ligne aérienne sur laquelle le taux d'amorçage dû à la foudre est égal au taux de retour désiré [8].

NOTE – L'équation repose sur l'observation que les amorçages en retour n'ont pas lieu lors de coups de foudre sur le premier pylône près du poste à cause de la bonne mise à la terre du poste et que les défauts d'écran n'apparaissent pas sur la première portée. Ainsi, il existe un temps de propagation minimal de la surtension incidente qui se traduit par une raideur possible maximale. L'expression analytique (F.16) est une approximation basée sur cette observation. Une alternative consiste à utiliser, à la place de la somme, la plus forte valeur de la longueur de portée ou la longueur L_t.

En introduisant la pente représentative S_{rp} dans l'équation (1) et en posant: $A = 2 / (K_{co}\, c)$ pour les lignes de transport, la relation entre la surtension de foudre représentative et le taux de retour est

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n}\frac{L}{L_{sp} + L_t} \qquad \text{(F.17)}$$

où

U_{rp} est l'amplitude de la surtension de foudre représentative (kV);

A est un facteur donné au tableau F.2 décrivant la performance vis-à-vis de la foudre de la ligne aérienne reliée au poste;

U_{pl} est le niveau de protection en onde de foudre du parafoudre (kV);

n est le nombre minimal de lignes reliées au poste (n = 1 ou n = 2);

L représente les distances de séparation: $L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ sur la figure 3 (m);

L_{sp} est la longueur de portée (m);

L_t est la section de la ligne aérienne présentant un taux de défaut égal au taux de retour retenu (m);

R_t est le taux de retour de surtension retenu (1/an);

R_{km} est le taux de défaut annuel de la ligne aérienne pour une conception correspondant au premier km à partir du poste (voir équation (F.16)) [unité usuelle: 1/(100 km.an); unité recommandée: 1/(m.an)].

On obtient la tension de tenue de coordination en remplaçant L_t par la longueur de section de ligne L_a sur laquelle le taux de défaut est égal au taux de défaillance acceptable R_a:

$$L_a = R_a / R_{km} \qquad \text{(F.18)}$$

et la tension de tenue de coordination en onde de foudre est égale à

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n}\frac{L}{L_{sp} + L_a} \qquad \text{(F.19)}$$

où

U_{cw} est la tension de coordination de tenue au choc de foudre;

L_a est la section de ligne aérienne présentant un taux de défaut égal au taux de défaillance acceptable;

R_a est le taux de défaillance acceptable pour le matériel.

Pour les lignes de transport, on obtient A à partir du tableau F.2 et les constantes d'amortissement par effet couronne K_{co} à partir du tableau F.1. Pour les réseaux de distribution, les surtensions de foudre sont généralement polyphasées et on devra prendre en compte la répartition du courant dans les conducteurs de phase. Pour des pylônes métalliques, lors d'un coup de foudre, l'amorçage sur plusieurs supports contribue à une réduction plus importante des surtensions de foudre. Pour ces lignes, le facteur A a été obtenu grâce au retour d'expérience.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

As regards the distance X to be applied in equation (F.1), it has been shown that back flashovers do not occur at a tower close to the substation owing to the substation earth. The minimum value of X is one overhead line span length. The representative steepness S_{rp} to be applied in equation (1), therefore, is equal to:

$$S_{rp} = 1 / [K_{co}(L_{sp} + L_t)] \qquad \text{(F.16)}$$

where $L_t = (R_t / R_{km})$ is the overhead line section in which the lightning flashover rate is equal to the desired return rate [8].

NOTE – The equation is derived from the observation that back-flashovers do not occur at the tower close to the substation owing to the good substation earthing and that shielding failures do not occur in the first span of the overhead line. Therefore, there is a minimum travel length of the impinging surge which results in a maximum possible steepness. The analytical expression used in formula F.16 is an approximation to this observation. Alternatively, instead of the sum, the higher value of the span length or the length L_t can be used.

Thus, introducing S_{rp} in equation (1) and putting $A = 2 / (K_{co}\ c)$ for transmission lines, the dependence of the representative lightning overvoltage on the return rate is obtained by:

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n}\frac{L}{L_{sp} + L_t} \qquad \text{(F.17)}$$

where

U_{rp} is the representative lightning overvoltage amplitude (kV);

A is a factor given in table F.2 describing the lighting performance of the overhead line connected to the station;

U_{pl} is the lightning impulse protection level of the surge arrester (kV);

n is the minimum of lines connected to the substation (n=1 or n=2);

L is the separation distance: $L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ as shown on figure 3 (m);

L_{sp} is the span length (m);

L_t is the overhead line length with outage rate equal to adopted return rate (m);

R_t is the adopted overvoltage return rate (1/year);

R_{km} is the overhead line outage rate per year for a design corresponding to the first kilometre in front of the station (see equation (F.16)) [usual unit: 1/(100 km.year); recommended unit: 1/(m.year)].

The co-ordination withstand voltage is obtained by replacing L_t by the line length L_a which yields an outage rate equal to the acceptable failure rate R_a:

$$L_a = R_a / R_{km} \qquad \text{(F.18)}$$

and the co-ordination lightning impulse withstand voltage is equal to:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n}\frac{L}{L_{sp} + L_a} \qquad \text{(F.19)}$$

where

U_{cw} is the co-ordination lightning impulse withstand voltage;

L_a is the overhead line section with outage rate equal to acceptable failure rate;

R_a is the acceptable failure rate for equipment.

For transmission lines, the factors A are obtained from table F.2 and the corona damping constants K_{co} from table F.1. For distribution systems, lightning overvoltages are usually multiphase and current sharing of the phase conductors has to be considered. For steel towers the flashovers of more than one tower during a lightning stroke lead to a further reduction of the lightning overvoltages. For these lines the factor A has been matched with the service practice.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Les PSEM sont généralement mieux protégés que les postes à l'air libre car leur impédance d'onde est très inférieure à celle des lignes aériennes. Il n'est pas possible d'émettre une recommandation de portée générale pour l'évaluation de la supériorité des PSEM par rapport aux postes à l'air libre. Cependant, l'emploi de la formule (F.19) pour les postes à l'air libre donne des estimations conservatrices de la tension de coordination de tenue aux chocs de foudre ou du domaine de protection et une réduction du rapport A/n de moitié par rapport aux valeurs utilisées pour les postes ouverts reste correcte.

Tableau F.2 – Facteur *A* pour différents types de lignes aériennes
(à utiliser dans les équations (F.17) et (F.19))

Type de ligne	*A* kV
Lignes de distribution (amorçages entre phases):	
– avec consoles mises à la terre (amorçage à la terre à une faible tension)	900
– lignes sur poteaux en bois (amorçage à la terre à une tension élevée)	2700
Lignes de transport (amorçage phase-terre):	
– conducteur unique	4500
– faisceau double	7000
– faisceau quadruple	11000
– faisceau à six et huit conducteurs	17000

F.5 Valeur maximale présumée de la surtension de foudre représentative

Pour les postes nouveaux, lorsque l'on connaît la performance de l'isolement de postes existants face aux coups de foudre, on peut estimer la valeur présumée de la surtension représentative par la formule suivante:

$$\frac{U_{rp2}}{U_{pl2}} = 1 + \left[\frac{n_1}{n_2} \frac{L_2}{L_1} \frac{U_{pl1}}{U_{pl2}} \left(\frac{U_{rp1}}{U_{pl1}} - 1 \right) \right] \qquad \text{(F.20)}$$

où

U_{rp} est la surtension représentative maximale présumée;

U_{pl} est le niveau de protection du parafoudre contre les chocs de foudre;

n est le nombre minimal de lignes aériennes en service reliées au poste;

$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ (voir figure 3).

L'indice 1 concerne la situation dans laquelle l'expérience en service a été satisfaisante et l'indice 2 la situation avec le nouveau poste.

On peut également obtenir la valeur maximale présumée en supposant le taux de retour dans la formule (F.16) égal à zéro, ce qui donne $L_t = 0$ et

$$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp}} \qquad \text{(F.21)}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

GIS are, in general, better protected than open-air substations owing to a surge impedance much lower than that of the overhead lines. A generally valid recommendation for the estimation of the amelioration obtained for GIS as compared to open-air substations cannot be made. However, the use of the equation (F.19) for the open-air substation results in conservative estimates of the co-ordination lightning impulse withstand voltage or of the protective range and a reduction of the ratio A/n to half the value used for outdoor stations is still suitable.

Table F.2 – Factor *A* for various overhead lines
(applicable in equations (F.17) and (F.19))

Type of line	*A* (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4500
– double conductor bundle	7000
– four conductor bundle	11000
– six and eight conductor bundle	17000

F.5 Assumed maximum value of the representative lightning overvoltage

For new stations, where lightning insulation performance of existing stations is known, the assumed maximum value of the representative overvoltage may be estimated by:

$$\frac{U_{\mathrm{rp}2}}{U_{\mathrm{pl}2}} = 1 + \left[\frac{n_1}{n_2} \frac{L_2}{L_1} \frac{U_{\mathrm{pl}1}}{U_{\mathrm{pl}2}} \left(\frac{U_{\mathrm{rp}1}}{U_{\mathrm{pl}1}} - 1 \right) \right] \qquad \text{(F.20)}$$

where

U_{rp} is the assumed maximum representative overvoltage;

U_{pl} is the lightning impulse protective level of the surge arrester;

n is the minimum number of in-service overhead lines connected to the station;

$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ (see figure 3).

The index 1 refers to the situation for which service experience has been satisfactory, and the index 2 to the new station situation.

Alternatively, the assumed maximum value can be obtained by assuming the return rate in equation (F.16) equal to zero thus leading to $L_{\mathrm{t}} = 0$, and:

$$U_{\mathrm{rp}} = U_{\mathrm{pl}} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{\mathrm{sp}}} \qquad \text{(F.21)}$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe G
(informative)

Calcul de la tenue diélectrique des intervalles d'air à partir des données expérimentales

L'objectif de la présente annexe n'est pas de fournir aux comités de produit une méthode pour calculer les distances d'air. Le but est plutôt de donner une aide aux utilisateurs pour évaluer la taille du matériel et la tenue diélectrique des intervalles d'air afin de déterminer le facteur de correction atmosphérique.

Il faut noter que les formules présentées ici sont basées sur des données expérimentales et visent à satisfaire les besoins de la coordination de l'isolement. Pour les distances supérieures à 1 m, on peut considérer qu'elles représentent un ajustement approximatif aux résultats expérimentaux.

L'utilisateur qui peut être tenté d'utiliser ces formules pour vérifier les distances minimales données dans l'annexe A, ou pour justifier les écarts par rapport aux valeurs de l'annexe A, devra agir avec prudence. Les valeurs données dans l'annexe A ne correspondent pas à U_{50} mais aux conditions de tenue et incluent des considérations supplémentaires telles que la faisabilité, l'économie, l'expérience et les conditions d'environnement (pollution, pluie, insectes, etc.).

Les écarts peuvent être particulièrement importants pour les distances inférieures à 1 m où la précision des formules données est très incertaine.

G.1 Réponse de l'isolation aux tensions à fréquence industrielle

Sous tension à fréquence industrielle, les intervalles d'air qui ont la plus faible tension tenue sont les configurations pointe-plan. Pour des intervalles de longueur d allant jusqu'à 3 m, la tension d'amorçage à 50 % de l'intervalle pointe-plan peut être évaluée au moyen de l'équation suivante:

$$U_{50RP} = 750\ \sqrt{2}\ \ln (1+0{,}55\ d^{1{,}2}) \qquad \text{(kV crête, m)} \qquad \text{(G.1)}$$

La valeur de crête de U_{50RP} sous tension à fréquence industrielle est de 20 % à 30 % plus élevée que la valeur correspondante au choc positif de manœuvre de front critique. La tenue peut être prise égale à 90 % de U_{50}, sur la base d'un écart type conventionnel de 3 % de U_{50}.

L'influence de la configuration de l'intervalle est généralement plus faible en fréquence industrielle qu'en choc de manœuvre:

– elle est assez faible pour les intervalles jusqu'à à peu près 1 m de distance;

– pour les intervalles dépassant 2 m, la tenue peut être évaluée au moyen de l'équation suivante (valable à sec):

$$U_{50} = U_{50RP}\ (1{,}35\ K - 0{,}35\ K^{2}) \qquad \text{(G.2)}$$

où K est le facteur d'intervalle (déterminé à partir d'essais au choc de manœuvre) donné par le tableau G.1;

– pour les intervalles compris entre 1 m et 2 m, la formule (G.1) peut être utilisée sachant que les résultats seront calculés au plus juste.

En présence d'isolateurs, la tension d'amorçage peut être beaucoup plus faible que dans le cas de référence (le même intervalle sans isolateur), surtout dans des conditions de forte humidité.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex G
(informative)

Calculation of air gap breakdown strength from experimental data

The intent of this annex is not to provide the apparatus committees with a method to calculate air clearances. The purpose is rather to provide help to the user to estimate the size of equipment and the dielectric strength of air gaps for the purpose of determining the atmospheric correction factor.

It must be noted that the formulae provided here are based on experimental data and for the purposes of insulation co-ordination. For distances greater than 1 m they can be assumed to give an approximate fit to these experimental results.

The user who is tempted to use these formulae to verify the minimum clearances given in annex A or to justify a deviation from those values given in annex A should do so with caution. The values given in annex A do not correspond to U_{50} but to withstand conditions and embody additional considerations including feasibility, economy, experience and environmental conditions (pollution, rain, insects, etc.).

Discrepancies may be particularly significant for distances less than 1 m where the accuracy of the given formulae is questionable.

G.1 Insulation response to power-frequency voltages

For air gap breakdown under power-frequency voltage, the lowest withstand voltage is obtained for the rod-plane gap configuration. The 50 % breakdown voltage for a rod-plane gap may be approximated by the following equation, for air gaps d up to 3 m:

$$U_{50RP} = 750\ \sqrt{2}\ \ln (1+0{,}55\ d^{1{,}2}) \qquad \text{(kV crest, m)} \qquad \text{(G.1)}$$

The peak value of U_{50RP} under power-frequency voltage is about 20–30 % higher than the corresponding value under positive switching impulse at critical front time. Withstand can be taken to be 90 % of U_{50}, based on an assumed conventional deviation of 3 % of U_{50}.

The influence of gap configuration on the strength is generally lower under power-frequency than under switching impulse:

– it is quite small for gaps up to about 1 m clearance;

– for gaps larger than 2 m, the strength can be evaluated according to the following equation (applicable to dry conditions):

$$U_{50} = U_{50RP}\ (1{,}35\ K - 0{,}35\ K^2) \qquad \text{(G.2)}$$

where K is the gap factor (determined from switching impulse tests) as shown in table G.1;

– for gaps between 1 m and 2 m, formula (G.1) can be used with the knowledge that the results will be conservative.

When insulators are present, the flashover voltage can substantially decrease with respect to the reference case (the same air gap without insulators), especially in conditions of high humidity.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

En général, les décharges sous tension à fréquence industrielle et dans les conditions d'exploitation normales, et sous surtensions temporaires, seront dues à des réductions exceptionnelles de la tenue diélectrique de l'isolation causées par des conditions ambiantes sévères ou par le vieillissement des propriétés isolantes du matériel.

L'influence de la pluie sur les intervalles d'air est négligeable, particulièrement pour les configurations qui présentent la tenue la plus faible. Cependant, la pluie peut réduire la tenue diélectrique externe d'isolateurs, notamment pour les isolateurs supports ayant une petite distance entre les jupes. Le degré de réduction dépend de l'intensité de la pluie, de la configuration des isolateurs et de la conductivité de l'eau.

Associée à la pollution, la pluie peut réduire considérablement la tenue diélectrique. Les pires conditions sont habituellement dues au brouillard ou à la pluie légère sur des isolateurs pollués (voir 3.3.1.1). En fait, ces conditions peuvent imposer la conception de l'isolation externe. Des niveaux comparatifs de pollution de l'isolation peuvent être simulés par la densité équivalente de dépôt de sel (ESDD) en grammes de NaCl par mètre carré. L'ESDD relie la conductivité de contaminants dissous en régime permanent à une quantité équivalente de NaCl dissous. La détermination de l'ESDD nécessite une analyse soit des performances d'isolations existantes dans la région, soit de données statistiques collectées lors d'investigations in situ.

L'analyse de performances existantes peut être préférable mais peut ne pas fournir suffisamment d'informations si l'isolation existante ne subit jamais de contournement dû à la pollution.

L'analyse de données statistiques nécessite plusieurs années d'enregistrements sur site car les données sont recueillies par mesure directe de l'ESDD à partir du lavage d'isolateurs exposés ou par d'autres méthodes comme la mesure du courant de fuite, l'analyse chimique ou les mesures de conductivité.

NOTE – L'applicabilité du concept de l'ESDD à des isolateurs synthétiques n'est pas encore précisée. Dans l'état actuel de la recherche, il semble que l'hydrophobicité de la surface puisse jouer un rôle plus important. Il est conseillé à l'utilisateur d'agir avec prudence.

La description statistique des conditions ambiantes demande généralement une plus grande quantité de données. La description statistique du vieillissement est encore plus difficile. Ainsi, les procédures statistiques ne sont pas recommandées par ce guide pour estimer la réponse de l'isolation aux tensions à fréquence industrielle.

G.2 Réponse de l'isolation aux surtensions à front lent

Sous des surtensions à front lent, une isolation autorégénératrice donnée présente une tension de tenue significativement plus faible que sous des surtensions à front rapide de même polarité. Il résulte de nombreux essais au choc de manœuvre que les intervalles d'air peuvent être caractérisés par la tenue minimale observée pour le temps de crête critique, fonction des caractéristiques géométriques de l'intervalle d'air qui sont essentiellement la longueur de l'intervalle d et la configuration des électrodes. Parmi les différents intervalles de longueur d, l'intervalle pointe positive-plan a la tenue la plus faible et est utilisé comme référence. Pour des intervalles pointe-plan de longueur allant jusqu'à 25 m, les données expérimentales relatives à la tenue en polarité positive pour le temps de crête critique peuvent être raisonnablement évaluées par [11]:

$$U_{50RP} = 1\,080 \ln (0{,}46\, d + 1) \qquad \text{(kV crête, m)} \qquad \text{(G.3)}$$

Pour les chocs de manoeuvre normalisés, la formule de Paris fournit une meilleure approximation [12]:

$$U_{50RP} = 500\, d^{\,0{,}6} \qquad \text{(kV crête, m)} \qquad \text{(G.4)}$$

Les formules (G.3) et (G.4) sont applicables au niveau de la mer (H = 0). Par conséquent, la correction d'altitude est nécessaire (conformément à 4.2.2) lors du déroulement de la procédure de coordination de l'isolement.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

In general, discharges under power-frequency voltage and normal operating conditions and under temporary overvoltages will be caused by exceptional reductions in insulation withstand strength due to the severe ambient conditions or by aging of the insulation properties of the equipment.

The influence of rain on air gaps is negligible, especially for configurations presenting the lowest strength. However, rain can reduce the external dielectric strength of insulators, especially for post insulators with small distance between sheds. The degree of reduction depends on the rain rate, the insulator configuration and the conductivity of water.

Rain, together with pollution, can drastically reduce the insulation strength. The worst condition is usually caused by fog or light rain together with the polluted insulators (see 3.3.1.1). These conditions may in fact dictate the external insulation design. Comparative insulation contamination levels can be simulated by the equivalent salt deposit density (ESDD) in grams per square metre of NaCl. ESDD relates the steady-state conductivity of dissolved contaminant to an equivalent amount of dissolved NaCl. The determination of the ESDD requires an analysis of either performance of existing insulation in the area or statistical data gathered from on-site investigations.

Analysis of existing performance may be the more desirable but may not provide sufficient information if existing insulation never suffers pollution flashovers.

Analysis of statistical data requires several years of on-site monitoring as data is gathered by direct measurement of ESDD from washdown of exposed insulators or by other methods, e.g. leakage current measurement, chemical analysis or conductivity measurements.

NOTE – The applicability of the concept of ESDD to non-ceramic insulators is not clear. The present research indicates that the phenomenon of surface hydrophobicity may be more important. The user is advised to use caution.

The statistical description of ambient conditions usually requires a greater amount of data. The statistical description of aging is even more difficult. Therefore, statistical procedures are not recommended in this guide for estimation of the insulation response at power-frequency voltages.

G.2 Insulation response to slow-front overvoltages

Under stress from slow-front surges, a given self-restoring insulation exhibits an appreciably lower withstand voltage than under fast-front surges of the same polarity. As a result of numerous switching impulse tests, air gaps can be characterized by the minimum strength observed for the critical time-to-crest, as a function of the geometrical characteristics of the air gap which are mainly the gap spacing d and the electrode configuration. Among the different gaps of spacing d, the positively stressed rod-plane gap has the lowest strength and is used as a reference. For rod-plane gaps of length up to 25 m, experimental data for positive-polarity critical-front-time strength can be reasonably approximated by [11]:

$$U_{50RP} = 1080 \ln (0{,}46\, d + 1) \qquad \text{(kV crest, m)} \qquad \text{(G.3)}$$

For standard switching impulses, the following formula provides a better approximation [12]:

$$U_{50RP} = 500\, d^{\,0{,}6} \qquad \text{(kV crest, m)} \qquad \text{(G.4)}$$

Formulas (G.3) and (G.4) are applicable to sea-level ($H = 0$). Therefore, correction for altitude is required (according to 4.2.2) when applying the insulation co-ordination procedure.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

En général, les isolateurs dans l'intervalle d'air diminuent la tenue diélectrique pour les chocs positifs à front lent. Pour des isolateurs capot-tige secs, l'influence est faible. Elle peut être plus forte pour des isolateurs supports.

Pour les autres configurations d'électrodes, le facteur d'intervalle décrit au tableau G.1 s'applique comme suit:

$$U_{50} = K\, U_{50RP} \qquad \text{(G.5)}$$

Il faut noter que pour $K \geq 1{,}45$ la tension d'amorçage en polarité négative peut devenir inférieure à ce qu'elle est en polarité positive.

Pour des configurations phase-phase, un facteur d'intervalle peut être appliqué de façon similaire. Dans ce cas cependant, le facteur d'intervalle est non seulement influencé par la géométrie de l'intervalle mais aussi par le rapport α défini comme étant le rapport de la valeur crête de la composante négative à la somme des valeurs crêtes des composantes positive et négative (voir annexe D).

Le tableau G.2 donne des valeurs typiques du facteur d'intervalle pour des configurations phase-phase usuelles pour $\alpha = 0{,}5$ et $\alpha = 0{,}33$.

NOTE – Pour une configuration donnée, le facteur d'intervalle effectif ne peut être déterminé avec précision que par des essais.

G.3 Réponse de l'isolation aux surtensions à front rapide

Pour les chocs à front rapide, la tenue diélectrique d'un intervalle pointe-plan est beaucoup plus forte en polarité négative qu'en polarité positive. De plus, la tenue diélectrique en fonction de la longueur de l'intervalle n'est pas linéaire en polarité négative alors qu'elle l'est en polarité positive. Pour les chocs de foudre normalisés appliqués à des intervalles pointe-plan de 1 m à 10 m, les résultats expérimentaux en polarité positive peuvent être évaluées approximativement par:

$$U_{50RP} = 530\, d \qquad \text{(kV crête, m)} \qquad \text{(G.6)}$$

En général, les facteurs d'intervalle utilisés pour les chocs de manœuvre ne sont pas directement applicables à la tenue au choc de foudre. Cependant, les résultats expérimentaux ont montré qu'en polarité positive le rapport du gradient d'amorçage d'un intervalle quelconque au gradient d'amorçage pour l'intervalle pointe-plan croît linéairement avec le facteur d'intervalle (pour les chocs de manœuvre) en polarité positive. Le facteur d'intervalle K_{ff}^{+} pour les chocs à front rapide en polarité positive peut être exprimé en fonction du facteur d'intervalle pour le choc de manœuvre comme suit:

$$K_{ff}^{+} = 0{,}74 + 0{,}26\, K \qquad \text{(G.7)}$$

Afin de déterminer l'amplitude des surtensions arrivant dans les postes, il est nécessaire d'estimer la tenue diélectrique des chaînes d'isolateurs des lignes aériennes en polarité négative. La formule suivante peut être utilisée:

$$U_{50} = 700\, d \qquad \text{(kV crête, m)} \qquad \text{(G.8)}$$

Les formules (G.6) et (G.8) sont applicables au niveau de la mer ($H = 0$). Par conséquent la correction d'altitude est nécessaire (conformément à 4.2.2) lors du déroulement de la procédure de coordination de l'isolement.

Pour des configurations telles que conducteur-poutre ou conducteur-console, l'influence des isolateurs sur la tenue est négligeable, si bien que la tenue de ces configurations est voisine de celle des intervalles d'air.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Insulators in the air gap generally decrease the breakdown strength, for positive slow-front impulses. For dry cap and pin insulators, the influence is small but can be important for post insulators.

For other gap configurations, a gap factor as described in table G.1 is applied as follows:

$$U_{50} = K\, U_{50RP} \qquad \text{(G.5)}$$

Note that for $K \geq 1{,}45$, the breakdown voltage under negative polarity may become lower than that for positive polarity.

For phase-to-phase configurations, a similar gap factor may be applied. In this case however, the gap factor is influenced not only by the gap configuration, but also by the ratio α defined as the peak negative component divided by the sum of the peak negative and positive components (see annex D).

Table G.2 gives typical values of gap factor for usual phase-to-phase gap geometries for $\alpha = 0{,}5$ and $\alpha = 0{,}33$.

NOTE – For any given gap configuration, actual gap factors can only be determined accurately by testing.

G.3 Insulation response to fast-front overvoltages

Under fast-front impulse stress, the negative polarity breakdown strength of a rod-plane gap configuration is much higher than that with positive polarity stress. Furthermore, the gap strength when plotted against the gap clearance is non-linear with negative polarity while it is linear with positive polarity. For standard lightning impulses applied to rod-plane gaps from 1 m up to 10 m, the experimental data for positive polarity strength may be approximated by:

$$U_{50RP} = 530\, d \qquad \text{(kV crest, m)} \qquad \text{(G.6)}$$

In general, the gap factors applicable to switching impulse are not directly useable for lightning impulse strength. However, experimental results have shown that for positive polarity the breakdown gradient for a general air gap in per unit of the breakdown gradient for a rod-plane gap increases linearly with switching impulse gap factor for positive impulse stress. The gap factor K_{ff}^{+} for fast-front lightning impulses of positive polarity can be approximated in terms of the switching impulse gap factor as follows:

$$K_{ff}^{+} = 0{,}74 + 0{,}26\ \mathrm{K} \qquad \text{(G.7)}$$

For the purpose of estimating the breakdown strength of overhead line insulator strings for negative polarity, in order to determine the magnitude of surges impinging on a substation, the following formula may be used:

$$U_{50} = 700\, d \qquad \text{(kV crest, m)} \qquad \text{(G.8)}$$

The formulas (G.6) and (G.8) are applicable to sea-level ($H = 0$). Therefore, correction for altitude is required (according to 4.2.2) when applying the insulation co-ordination procedure.

For configurations such as conductor-upper structure and conductor-crossarm, the influence of the insulators on the strength is negligible so that the strength of these configurations is close to that of air gaps.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour d'autres configurations inhabituelles et en particulier dans le cas de grands intervalles (comme dans la gamme II), des essais sont recommandés pour obtenir des résultats précis. Avec ces configurations, la présence d'isolateurs entre les électrodes peut jouer un rôle important sur le mécanisme d'amorçage et par conséquent sur la valeur de U_{50}. Le degré d'influence dépend du type d'isolateur (capacité entre isolateurs, distance entre les parties métalliques le long de l'ensemble). Une influence plus faible est attendue pour les isolateurs avec peu de pièces métalliques intermédiaires (isolateurs supports, long fût, isolateurs composites). La généralisation des résultats, de façon similaire à ce qui a été fait pour les configurations sans isolateurs, n'est pas aisée lorsque des isolateurs capot-tige sont dans l'intervalle. On peut cependant affirmer que l'influence d'isolateurs capot-tige est réduite lorsque la contrainte appliquée aux isolateurs d'extrémité est réduite par utilisation d'anneaux de répartition. Elle est aussi réduite pour des configurations plus courantes avec des isolateurs aux deux extrémités moins contraints que dans le cas d'intervalles pointe-plan.

Pour les intervalles d'air, l'écart type est d'environ 3 % de U_{50} en polarité positive et d'environ 5 % de U_{50} en polarité négative. En présence d'isolateurs, l'écart type augmente atteignant un maximum de 5 % à 9 % dans les cas qui présentent la plus grande diminution de U_{50}. Dans les autres cas, une valeur voisine de celle des intervalles d'air est utilisable.

L'influence de la pluie sur la tension d'amorçage est généralement secondaire à la fois pour les intervalles d'air et pour les chaînes d'isolateurs.

Pour les surtensions à front rapide, le temps d'amorçage dépend de façon marquée de l'amplitude du choc appliqué par rapport à la tension d'amorçage. Pour les chocs voisins de U_{50}, l'amorçage a lieu sur la queue du choc normalisé. L'amplitude croissant, le temps jusqu'à l'amorçage diminue, ce qui conduit à la courbe tension-temps bien connue.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For other unusual configurations and particularly when large clearances are involved (like in range II), specific testing is advised for accurate results. For these configurations, the presence of insulators between the electrodes can play an important role on the discharge process, thus also heavily affecting the value of U_{50}. The degree of influence depends on insulator type (capacitance between units, distance between metal parts along the insulator set). A lower influence is to be expected for insulators with few metal parts (e.g. post insulators, long rod, composite). The generalization of the results similar to that made for configurations without insulators is not easy when cap and pin insulators are included in the gap. It can be stated however that the influence of cap and pin insulators is reduced when the stress on the first insulator at both extremities of the string is reduced using shielding rings. It is also reduced for more practical configurations with insulators at both extremities less stressed than in the case of rod-plane gaps.

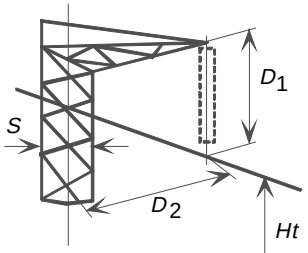
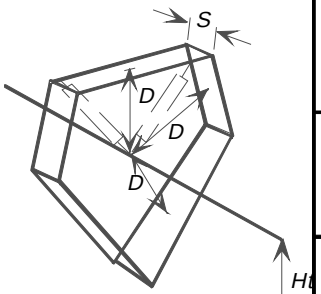
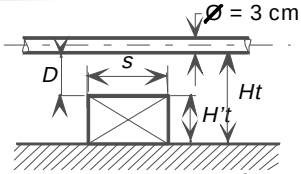
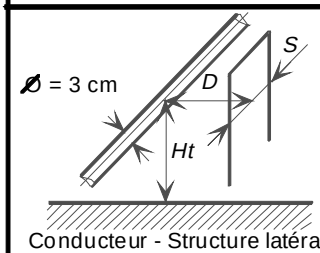
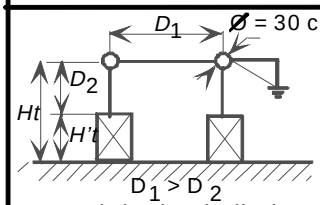
For air gaps, the conventional deviation is about 3 % of U_{50} under positive impulses and about 5 % of U_{50} under negative impulses. When insulators are present, the conventional deviation is increased reaching a maximum of 5 % to 9 % in connection with cases presenting the largest reduction of U_{50}. In other cases, a value close to that of air gaps is applicable.

The influence of rain on a flashover voltage is generally secondary, both in the case of air gaps and insulator strings.

For fast-front overvoltages, the time-to-breakdown is markedly influenced by the amplitude of the applied impulse relative to the breakdown voltage. For impulses close to the value of $U_{50,}$ flashover occurs on the tail of the standard impulse. As amplitude is increased, time to flashover decreases giving rise to the well-known volt-time curve.

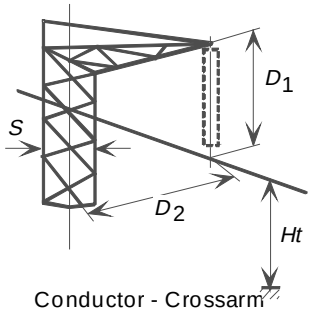
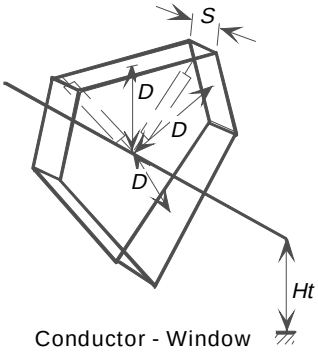
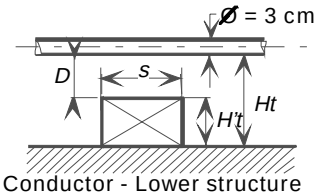
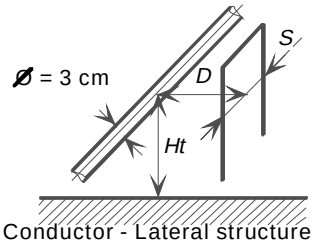
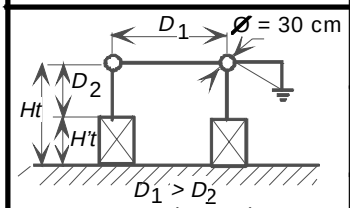
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau G.1 – Facteurs d'intervalles *K* typiques pour l'amorçage phase-terre au choc de manoeuvre (selon [1] et [4])

Type d'intervalle	Paramètres	Gamme	Valeur de référence
 Conducteur - Console	*K*	1,36 - 1,58	1,45
	D_2/D_1	1 - 2	1,5
	Ht/D_1	3,34 - 10	6
	S/D_1	0,167 - 0,2	0,2
 Conducteur - Fenêtre	*K*	1,22 - 1,32	1,25
	Ht/D	8 - 6,7	6
	S/D	0,4 - 0,1	0,2
 Conducteur - Structure inférieure	*K*	1,18 - 1,35	1,15 Conducteur-Plan / 1,47 Conducteur-Pointe
	H't/Ht	0,75 - 0,75	0 / 0,909
	H'/D	3 - 3	0 / 10
	S/D	1,4 - 0,05	- / 0
 Conducteur - Structure latérale	*K*	1,28 - 1,63	1,45
	Ht/D	2 - 10	6
	S/D	1 - 0,1	0,2
 Isolation longitudinale (pointe-pointe)	*K*	1,03 - 1,66	1,35
	H't/Ht	0,2 - 0,9	0
	D_1 / *Ht*	0,1 - 0,8	0,5

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau G.1 – Typical gap factors *K* for switching impulse breakdown phase-to-earth (according to [1] and [4])

Gap type	Parameters	Typical range	Reference value	
 Conductor - Crossarm	K	1,36 - 1,58	1,45	
	D_2 / D_1	1 - 2	1,5	
	Ht / D_1	3,34 - 10	6	
	S / D_1	0,167 - 0,2	0,2	
 Conductor - Window	*K*	1,22 - 1,32	1,25	
	Ht/*D*	8 - 6,7	6	
	S/*D*	0,4 - 0,1	0,2	
 Conductor - Lower structure	*K*	1,18 - 1,35	1,15 Conductor-Plane	1,47 Conductor-Rod
	H't/*Ht*	0,75 - 0,75	0	0,909
	H't/*D*	3 - 3	0	10
	S/*D*	1,4 - 0,05	-	0
 Conductor - Lateral structure	*K*	1,28 - 1,63	1,45	
	Ht/*D*	2 - 10	6	
	S/*D*	1 - 0,1	0,2	
 Longitudinal (Rod-Rod structure)	*K*	1,03 - 1,66	1,35	
	H't/*Ht*	0,2 - 0,9	0	
	D_1 / *Ht*	0,1 - 0,8	0,5	

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau G.2 – Facteur d'intervalle pour des géométries phase-phase typiques

Configuration	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,33$
Anneau-anneau ou grandes électrodes lisses	1,80	1,70
Conducteurs croisés	1,65	1,53
Pointe-pointe ou conducteur-conducteur (le long de la portée)	1,62	1,52
Jeu de barres posé (accessoires de montage)	1,50	1,40
Géométries asymétriques	1,45	1,36
NOTE – Selon [1] et [4].		

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table G.2 – Gap factors for typical phase-to-phase geometries

Configuration	α = 0,5	α = 0,33
Ring-ring or large smooth electrodes	1,80	1,70
Crossed conductors	1,65	1,53
Rod-rod or conductor-conductor (along the span)	1,62	1,52
Supported busbars (fittings)	1,50	1,40
Asymmetrical geometries	1,45	1,36
NOTE – According to [1] and [4].		

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe H
(informative)

Exemples de procédures de coordination de l'isolement

La procédure de coordination de l'isolement comporte la détermination des contraintes de tension de toutes les origines sur le matériel et de la tenue diélectrique spécifiée correspondante basée sur des niveaux de performance et des marges de protection acceptables. Ces marges (ou niveaux) sont généralement empiriques.

Comme le décrit la figure 1 de la CEI 71-1, il y a en fait, dans cette procédure de coordination de l'isolement, quatre étapes principales que l'on peut identifier de la façon suivante:

– étape 1: détermination des surtensions représentatives (U_{rp});
– étape 2: détermination des tensions de tenue de coordination (U_{cw});
– étape 3: détermination des tensions de tenue spécifiées (U_{rw});
– étape 4: détermination des tensions de tenue normalisées (U_{w}).

Les quelques exemples qui suivent illustrent ces quatre étapes principales, ainsi que les liaisons qui permettent de passer de l'une à l'autre. Outre la détermination de la tension de tenue normalisée, les calculs des distances phase-terre et entre phases seront également présentés selon que cela est applicable.

Les surtensions représentatives ne sont pas, à proprement parler, des surtensions qui apparaissent réellement sur le réseau, mais elles représentent la même contrainte électrique sur le matériel que les surtensions réelles. Donc, si la surtension réelle présumée a une forme différente de celle utilisée en essai, la surtension représentative doit être modifiée de façon à ce que les essais vérifient réellement la tenue de l'isolation.

Lorsque l'on compare les contraintes de tension avec la tenue diélectrique, on doit tenir compte des différents types de contrainte de tension et des comportements correspondants de l'isolation. Cela amène à faire une distinction entre une isolation autorégénératrice (externe) et non autorégénératrice (interne). Pour l'isolation non autorégénératrice, la coordination des tenues aux contraintes se fait en utilisant une méthode déterministe, alors que l'on peut utiliser, le cas échéant, une méthode statistique pour une isolation autorégénératrice. Les exemples qui suivent cherchent à présenter toutes ces possibilités.

H.1 Exemple numérique pour un réseau de la gamme I (tension nominale de 230 kV)

Le réseau analysé est celui de la figure 11. La procédure de coordination de l'isolement concerne le poste I supposé être un nouveau poste.

Pour le matériel de la gamme 1, la CEI 71-1 spécifie des tensions normalisées de tenue de courte durée à fréquence industrielle et au choc de foudre.

L'évaluation des tensions de tenue spécifiées pour les surtensions à front lent (manœuvre) est suivie de leur conversion en tensions équivalentes de tenue à la fréquence industrielle et au choc à front rapide (foudre). L'exemple comporte cette procédure de conversion.

Pour des réseaux normaux de la gamme 1, la procédure de coordination de l'isolement conduit à spécifier un niveau d'isolement normalisé (un ensemble de tensions de tenues normalisées) applicable entre phases et entre phases et terre.

Cela est illustré dans la première partie de cet exemple où l'on ne considère pas de conditions de service anormales.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex H
(informative)

Examples of insulation co-ordination procedure

The insulation co-ordination procedure includes determining the voltage stresses from all origins on equipment and the corresponding electric strength required based on acceptable margins of protection or acceptable levels of performance. These margins (or levels) are mostly empirical.

As described in figure 1 of IEC 71-1, there are in fact four main steps in this insulation co-ordination procedure, which can be identified as follows:

- step 1: determination of the representative overvoltages (U_{rp});
- step 2: determination of the co-ordination withstand voltages (U_{cw});
- step 3: determination of the required withstand voltages (U_{rw});
- step 4: determination of the standard withstand voltages (U_{w}).

These main steps, with associated links connecting them, will be illustrated in some examples contained in this annex. Not only will the required standard withstand voltages be determined but also the calculation related to phase-to-ground and phase-to-phase clearances will be illustrated, as applicable.

The representative overvoltages are not, strictly speaking, the overvoltages that occur in the system but are overvoltages that represent the same electric stress on the equipment as the actual overvoltages. Thus, if the assumed actual overvoltage has a shape different from the test shape, the representative overvoltage may have to be modified accordingly so that the tests truly verify the insulation strength.

In matching the voltage stresses with the electric strength, one has to take into account the various types of voltage stresses and the corresponding response of the insulation. This involves making a distinction between self-restoring (external) insulation and non-self-restoring (internal) insulation. For non-self-restoring insulation, the stress-strength co-ordination is made using deterministic methodology whereas for self-restoring insulation a statistical methodology can be used where this is convenient. The following examples attempt to present all these considerations.

H.1 Numerical example for a system in range I (with nominal voltage of 230 kV)

The system analysed corresponds to that shown in figure 11. The process of insulation co-ordination is applied to station 1 assumed to be a new station.

For equipment in range I, IEC 71-1 specifies short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages.

The evaluation of the required slow-front (switching) withstand voltages is followed by their conversion into equivalent power-frequency and fast-front (lightning) withstand voltages. This example includes such a conversion procedure.

For normal systems in range I, the insulation co-ordination procedure leads to the general philosophy of specifying one standard insulation level (a set of standard withstand voltages) applicable phase-to-phase and phase-to-earth.

This is illustrated in the first part of the example where no “abnormal” operating condition is considered.

--`,,`,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Cependant, en deuxième partie, afin de montrer l'importance de considérer les contraintes de toutes origines et leur influence sur la philosophie générale, des conditions de service spéciales (qui consistent en la manœuvre de condensateurs au poste 2) sont considérées.

Dans la troisième partie de cet exemple, des organigrammes rassemblent les résultats intermédiaires et finaux obtenus au cours des différentes étapes de la procédure de coordination de l'isolement.

Pour les besoins de cet exemple, on s'appuiera sur les données de base suivantes:

– la tension la plus élevée du réseau est U_s = 245 kV;
– le niveau de pollution est fort (voir tableau 1);
– l'altitude est H = 1000 m.

H.1.1 *Première partie: absence de conditions de service particulières*

H.1.1.1 *Etape 1: détermination des surtensions représentatives – valeurs de U_{rp}*

H.1.1.1.1 *Tension à fréquence industrielle*

Pour la procédure de coordination de l'isolement, la tension de référence la plus importante est la tension de service permanent maximum U_s. Pour le réseau considéré, bien que la tension nominale soit 230 kV, la valeur de U_s à considérer est 245 kV (efficace, phase-phase). Le réseau, compensation comprise, est conçu pour fonctionner à cette limite ou en dessous. Evidemment, il convient que le matériel installé ait une valeur U_m égale ou supérieure à U_s.

Le nouveau poste doit être implanté le long d'une importante voie de communication où du sel, répandu sur la route en hiver, peut conduire à une forte pollution. A cause de cet environnement, les performances exigées de l'isolation externe seront obtenues en spécifiant un essai de pollution artificielle correspondant au niveau de pollution III du tableau 1. Conformément à ce même tableau, la ligne de fuite minimale pour les isolateurs sera de 25 mm/kV.

H.1.1.1.2 *Surtensions temporaires*

L'une des sources de surtensions temporaires provient des défauts à la terre (voir 2.3.2.1) qui engendrent des surtensions phase-terre. Des études de réseau ont été réalisées qui prenaient en compte les caractéristiques de mise à la terre du neutre. Le facteur de défaut à la terre a été trouvé égal à k = 1,5 (cette valeur n'est justifiée que pour les besoins de l'exemple; en fait, une valeur de 1,5 est très inhabituelle sur un réseau à 230 kV où une valeur ne dépassant pas 1,3 est habituellement envisagée). La surtension représentative phase-terre correspondante est U_{rp} = 212 kV.

Une autre source de surtensions temporaires est la perte de charge (voir 2.3.2.2) qui engendre des surtensions affectant à la fois l'isolation entre phases et l'isolation par rapport à la terre. L'analyse et les études de réseau ont montré que la survitesse de l'alternateur et la régulation se combinent pour conduire à des surtensions de 1,4 p.u. au poste 1 (ce qui est assez élevé), ce qui se traduit par des surtensions représentatives phase-terre et phase-phase de U_{rp} = 198 kV et U_{rp} = 343 kV.

Comme indiqué en 2.3.2.5, un défaut à la terre peut se combiner à une perte de charge pour engendrer d'autres surtensions. Dans le présent exemple, une telle combinaison ne se produit pas parce que, après la perte de charge, la configuration du réseau a changé: les disjoncteurs du poste 1 sont ouverts, les lignes sont déconnectées et le facteur de défaut à la terre (k) au poste 1 est inférieur à 1 (avec le transformateur élévateur de l'alternateur couplé triangle/étoile avec neutre à la terre).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

However, as a second part of the example, to show the importance of considering stresses from all origins and their influence on this general philosophy, such special operating conditions (consisting of capacitor switching at station 2) are considered.

In the third part of this example, flow charts summarize intermediate and final results obtained along the different steps of the insulation co-ordination procedure.

For the purpose of this example, one will assume the following basic data:

– the highest system voltage is U_s = 245 kV;
– the pollution level is heavy (refer to table 1);
– the altitude is H = 1000 m.

H.1.1 *Part 1: no special operating conditions*

H.1.1.1 *Step 1: determination of the representative overvoltages – values of* U_{rp}

H.1.1.1.1 *Power-frequency voltage*

For the insulation co-ordination procedure, the most important reference voltage is the maximum continuous operating voltage U_s. For the system analysed, while the nominal voltage is 230 kV, the value of U_s is confirmed to be 245 kV (r.m.s., phase-to-phase). The system, including compensation, is designed to operate at or below this limit. Obviously, the installed equipment should have a U_m equal to or greater than U_s.

The new station 1 is to be located adjacent to a major thoroughfare where salt, spread on the road in winter, can be expected to lead to heavy pollution. Because of this environment, the performance requirements of external insulation at power-frequency will be met by specifying an artificial pollution test corresponding to pollution level III of table 1. According to the same table, the minimum creepage distance recommended for insulators is 25 mm/kV.

H.1.1.1.2 *Temporary overvoltages*

One source of temporary overvoltages is earth faults (refer to 2.3.2.1) giving rise to phase-to-earth overvoltages. System studies have been made taking into account the system neutral grounding characteristics, and the earth-fault factor has been found to be k = 1,5 (such a figure is just for the purpose of the example; in fact, a value of 1,5 is rather unusual at a voltage level of 230 kV where a value not greater than 1,3 is normally expected). The corresponding phase-to-earth representative overvoltage is U_{rp} = 212 kV.

Another source of temporary overvoltages is load rejection (refer to 2.3.2.2) which produces overvoltages affecting both phase-to-phase and phase-to-earth insulation. Analysis and system studies have shown that generator overspeed and regulation combine to produce overvoltages of 1,4 p.u. at station 1 (which is also rather high) which results in phase-to-earth and phase-to-phase representative overvoltages of U_{rp} = 198 kV and U_{rp} = 343 kV.

As mentioned in 2.3.2.5, an earth fault can combine with load rejection to give rise to other overvoltage amplitudes. In this example, such a combination does not occur because after load rejection, the system configuration has changed: circuit-breakers at station 1 have opened, external infeeds are gone, and the earth-fault factor (k) at station 1 has been reduced below 1 (with the delta/grounded Y generator step-up transformer).

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Les surtensions représentatives les plus fortes obtenues en considérant toutes les origines possibles sont

– phase-terre: U_{rp} = 212 kV;
– phase-phase: U_{rp} = 343 kV.

H.1.1.1.3 *Surtensions à front lent*

Les études de réseau ont confirmé que les surtensions à front lent provenant de coups de foudre éloignés (voir 2.3.3.5) ne constituent pas un problème dans le réseau considéré. Par ailleurs, les surtensions à front lent dues à des défauts à la terre ne sont à considérer que pour les réseaux mis à la terre par bobine de compensation (voir 2.3.3.2) ce qui n'est pas le cas ici.

Pour la détermination des surtensions représentatives, il peut être nécessaire, en cas d'enclenchement ou de réenclenchement, de distinguer entre le matériel situé en entrée de ligne et qui peut être soit dans des conditions d'extrémité éloignée de ligne ouverte (poste 1), soit à l'extrémité proche du côté source (poste 2). Selon leur position, ces matériels seront soumis à des contraintes différentes.

Surtensions particulières contraignant le matériel situé en entrée de ligne (poste 1)

Les études de réseau utilisant la méthode valeur de crête par phase (voir annexe D) ont montré que le réenclenchement de lignes au poste 2 peut se traduire au poste 1 par des surtensions à 2 % à l'extrémité ouverte de u_{e2} = 3,0 p.u. et u_{p2} = 4,5 p.u. Les surtensions représentatives pour le matériel d'extrémité de ligne, en l'absence de parafoudre, sont les valeurs de troncature des distributions de surtensions. Comme indiqué à l'annexe D,

– $u_{et} = 1{,}25\ u_{e2} - 0{,}25 \quad \Rightarrow \quad u_{et}$ = 700 kV ;
– $u_{pt} = 1{,}25\ U_{p2} - 0{,}43 \quad \Rightarrow \quad u_{pt}$ = 1039 kV.

Surtensions contraignant tous les matériels (poste 1)

Tous les matériels situés au poste 1 sont soumis aux surtensions à front lent dues à l'enclenchement et au réenclenchement local. Cependant, les surtensions au poste où a lieu la manoeuvre sont bien inférieures à celles du poste éloigné. Pour le poste 1, les études de réseau donnent u_{e2} = 1,9 p.u et u_{p2} = 2,9 p.u. Les valeurs correspondantes sont U_{et} = 425 kV et U_{pt} = 639 kV.

Parafoudres en entrée de ligne (au poste 1)

Pour maîtriser les surtensions sévères pouvant provenir du réenclenchement à l'autre extrémité, des parafoudres à oxyde métallique – identiques à ceux prévus pour la protection des transformateurs – sont installés à l'entrée de ligne (voir 2.3.3.7). Les caractéristiques de ces parafoudres sont telles qu'ils peuvent supporter le pire cycle attendu de surtension temporaire (amplitude et durée). Leurs caractéristiques de protection sont les suivantes:

– niveau de protection au choc de manoeuvre: U_{ps} = 410 kV;
– niveau de protection au choc de foudre: U_{pl} = 500 kV.

Comme expliqué en 2.3.3.7, avec l'usage de parafoudres, les surtensions représentatives à front lent peuvent être directement données par U_{ps} (phase-terre) ou 2 U_{ps} (phase-phase) si ces valeurs de protection sont inférieures aux surtensions à front lent maximales correspondantes (valeurs de U_{et} et U_{pt}). C'est le cas pour toutes les contraintes, sauf pour le matériel installé entre phases en entrée de ligne, si bien que les surtensions représentatives à front lent sont les suivantes:

– phase-terre: U_{rp} = 410 kV pour tout matériel;
– phase-phase:
  • U_{rp} = 639 kV pour tout matériel sauf en entrée de ligne;
  • U_{rp} = 820 kV pour le matériel en entrée de ligne.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The representative temporary overvoltages are the highest obtained considering all possible sources:

– phase-to-earth: U_{rp} = 212 kV;
– phase-to-phase: U_{rp} = 343 kV.

H.1.1.1.3 *Slow-front overvoltages*

System studies have confirmed that slow-front overvoltages from remote lightning strokes (refer to 2.3.3.5) are not a problem in the system under consideration. On the other hand, slow-front overvoltages due to earth faults need to be considered only in systems with resonant neutral earthing (refer to 2.3.3.2) which is not the case in this example.

For the determination of the representative overvoltages, it may be necessary to distinguish between equipment at the line entrance which can be in the open-end condition during energization or re-energization at remote end (station 1), and equipment on the source side at the local end (station 2) which will be affected in a different way and by different stresses.

Particular surges affecting line entrance equipment (at station 1)

System studies using the phase-peak method (refer to annex D) have shown that line re-energization from station 2 can result in 2 % overvoltages at the open-end line entrance at station 1 of u_{e2} = 3,0 p.u. and u_{p2} = 4,5 p.u. The representative overvoltages for external line entrance equipment, before applying surge arresters, are the truncation values of these overvoltage distributions. As shown in annex D:

– $u_{et} = 1{,}25\ u_{e2} - 0{,}25 \quad \Rightarrow \quad u_{et}$ = 700 kV;
– $u_{pt} = 1{,}25\ U_{p2} - 0{,}43 \quad \Rightarrow \quad u_{pt}$ = 1039 kV.

Surge affecting all equipment (at station 1)

All the equipment located in station 1 is subjected to slow-front overvoltages due to local line energization and re-energization. However, these sending end surges are much lower than at the receiving end: for station 1, system studies result in u_{e2} = 1,9 p.u. and u_{p2} = 2,9 p.u. Corresponding values are U_{et} = 425 kV and U_{pt} = 639 kV.

Surge arresters at the line entrance (at station 1)

To control the possible severe overvoltages originating from remote re-energization, metal-oxide surge arresters are installed at the line entrance (refer to 2.3.3.7), identical to those planned for transformer protection. The rating of these arresters is such that they can sustain the worst temporary overvoltage cycle (amplitude and duration). Their protection characteristics are:

– switching impulse protective level: U_{ps} = 410 kV;
– lightning impulse protective level: U_{pl} = 500 kV.

As explained in 2.3.3.7, with the use of surge arresters the slow-front representative overvoltages can be directly given by U_{ps} (phase-to-earth) or 2 U_{ps} (phase-to-phase) if these protection values are lower than the corresponding maximum slow-front overvoltage stresses (U_{et} and U_{pt} values). This is the case for any stress except for line entrance equipment, phase-to-phase, so that the representative slow-front overvoltages are:

– phase-to-earth: U_{rp} = 410 kV for any equipment;
– phase-to-phase:
  • U_{rp} = 639 kV for any equipment except at line entrance;
  • U_{rp} = 820 kV for equipment at line entrance.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.1.1.4 *Surtensions à front rapide*

Dans le présent exemple, seules les surtensions à front rapide dues à la foudre doivent être considérées. Une approche statistique simplifiée sera utilisée. Elle conduit directement (étape 2 ci-dessous) à la tension tenue de coordination, court-circuitant le besoin d'une surtension représentative.

H.1.1.2 *Etape 2: détermination des tensions tenues de coordination – valeurs de U_{cw}*

Conformément à l'article 3 du guide, différents facteurs doivent être appliqués aux valeurs de surtensions représentatives déterminées précédemment. Ces facteurs, qui peuvent varier en fonction de la forme des surtensions, intègrent le critère de performance choisi (le taux de défaut acceptable du point de vue économique et opérationnel) et les imprécisions des données d'entrée (par exemple les caractéristiques des parafoudres).

H.1.1.2.1 *Surtensions temporaires*

Pour cette classe de surtensions, la tension de tenue de coordination est égale à la surtension temporaire représentative (voir 3.3.1). En d'autres termes, le facteur de coordination K_c est égal à 1. Soit:

– phase-terre: U_{cw} = 212 kV;
– phase-phase: U_{cw} = 343 kV.

H.1.1.2.2 *Surtensions à front lent*

L'approche déterministe sera utilisée. Avec cette approche, il faut considérer que la limitation des surtensions au moyen de parafoudres déforme la distribution des surtensions, ce qui crée une bosse dans la distribution des surtensions aux environs du niveau de protection du parafoudre (voir 3.3.2.1). Ainsi, de petites imprécisions quant aux caractéristiques de protection du parafoudre ou à la tenue du matériel peuvent se traduire par une augmentation anormale du taux de défaillance. La figure 4 prend cet effet en compte en appliquant au niveau de protection du parafoudre un facteur de coordination déterministe K_{cd} pour obtenir la valeur de U_{cw}.

Pour le matériel en entrée de ligne:

– phase-terre: U_{ps}/U_{e2} = 410/600 = 0,68 $\Rightarrow K_{cd}$ = 1,10;
– phase-phase: 2 U_{ps}/U_{p2} = 820/900 = 0,91 $\Rightarrow K_{cd}$ = 1,00.

Pour tous les autres matériels:

– phase-terre: U_{ps}/U_{e2} = 410/380 = 1,08 $\Rightarrow$ K_{cd} = 1,03;
– phase-phase: 2 U_{ps}/U_{p2} = 820/580 = 1,41 $\Rightarrow$ K_{cd} = 1,00.

Les valeurs des tensions de coordination qui en résultent sont $K_{cd} \times U_{rp}$:

Pour le matériel en entrée de ligne:

– phase-terre: $U_{cw} = 1{,}1 \times 410$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 451 kV;
– phase-phase: $U_{cw} = 1{,}0 \times 820$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 820 kV.

Pour tous les autres matériels:

– phase-terre: $U_{cw} = 1{,}03 \times 410$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 422 kV;
– phase-phase: $U_{cw} = 1{,}0 \times 639$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 639 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.1.1.4 *Fast-front overvoltages*

In this example, only fast-front overvoltages from lightning have to be considered. A simplified statistical approach will be used which leads directly to the co-ordination withstand voltage (step 2 below), bypassing the need for a representative overvoltage.

H.1.1.2 *Step 2: determination of the co-ordination withstand voltages – values of U_{cw}*

According to clause 3 of the guide, different factors have to be applied to the previously determined values of representative overvoltages. These factors, which may vary with the shape of the considered overvoltage, take into account the adopted performance criteria (the economic or operational rate of failure which is acceptable) and the inaccuracies in the input data (e.g. arrester data).

H.1.1.2.1 *Temporary overvoltages*

For this class of overvoltages, the co-ordination withstand voltage is equal to the representative temporary overvoltage (refer to 3.3.1). In other words, the co-ordination factor K_c is equal to 1. Therefore:

– phase-to-earth: U_{cw} = 212 kV;
– phase-to-phase: U_{cw} = 343 kV.

H.1.1.2.2 *Slow-front overvoltages*

The deterministic approach will be used. With such an approach, one must take into account that surge limitation by an arrester distorts the statistical distribution of these surges, creating a significant bulge in the probability distribution of surges at about the arrester protective level (refer to 3.3.2.1). Therefore, small uncertainties related to the arrester protective characteristic or to equipment strength could lead to an abnormally high increase in the failure rate. Figure 4 takes this into account by applying a deterministic co-ordination factor K_{cd} to the arrester protective level to obtain the U_{cw} values.

For line entrance equipment:

– phase-to-earth: U_{ps}/U_{e2} = 410/600 = 0,68 $\Rightarrow$ K_{cd} = 1,10;
– phase-to-phase: 2 U_{ps}/U_{p2} = 820/900 = 0,91 $\Rightarrow$ K_{cd} = 1,00.

For all other equipment:

– phase-to-earth: U_{ps}/U_{e2} = 410/380 = 1,08 $\Rightarrow$ K_{cd} = 1,03;
– phase-to-phase: 2 U_{ps}/U_{p2} = 820/580 = 1,41 $\Rightarrow$ K_{cd} = 1,00.

The resulting co-ordination withstand voltages are $K_{cd} \times U_{rp}$:

For line entrance equipment:

– phase-to-earth: $U_{cw} = 1{,}1 \times 410$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 451 kV;
– phase-to-phase: $U_{cw} = 1{,}0 \times 820$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 820 kV.

For all other equipment:

– phase-to-earth: $U_{cw} = 1{,}03 \times 410$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 422 kV;
– phase-to-phase: $U_{cw} = 1{,}0 \times 639$ $\Rightarrow$ U_{cw} = 639 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.1.2.3 *Surtensions à front rapide*

Une approche statistique (voir 3.3.3.2) et plus précisément une approche statistique simplifiée (voir F.4) est utilisée. Ici, le facteur à appliquer à U_{rp} est basé sur le retour d'expérience avec une construction particulière de ligne et sur l'effet calculé de la distance entre le parafoudre et le matériel à protéger.

On détermine la longueur L_a de la ligne aérienne avec un taux de défaut égal au taux acceptable R_a. Puis en tenant compte de la distance de séparation (du parafoudre) L, du nombre de lignes n arrivant dans le poste et la longueur de portée L_{sp}, on calcule le niveau de protection effectif du parafoudre, qui est la valeur cherchée U_{cw}.

Dans le présent exemple, les données suivantes sont disponibles : de nombreux parafoudres avec un niveau de protection au choc de foudre de 500 kV sont situés en différents endroits (à l'entrée de la ligne et près des transformateurs). La distance maximale pour l'isolation interne est de 30 m, pour l'isolation externe, elle est de 60 m. Deux lignes sur pylônes en acier, caractérisées par A = 4500 (voir annexe F, tableau F.2) et avec une portée de 300 m sont reliées au poste. La performance obtenue vis-à-vis de la foudre de telles lignes est de un défaut par 100 km et par an. Pour le matériel à installer au poste 1, on définit un taux de défaillance acceptable de 1 en 400 ans.

En utilisant l'équation (F.18), on trouve d'abord une valeur de L_a = 0,25 km. En introduisant cette valeur et celle des autres paramètres dans l'équation (F.19), on trouve la tension de tenue de coordination:

– pour l'isolation interne:
  - U_{cw} = 500 + [(4500 / 2) × 30 / (300+250)] ⇒ U_{cw} = 622 kV;
– pour l'isolation externe:
  - U_{cw} = 500 + [(4500 / 2) × 60 / (300+250)] ⇒ U_{cw} = 745 kV.

Les surtensions à front rapide affectent les isolations phase-phase et phase-terre de la même façon.

H.1.1.3 *Etape 3: détermination des tensions de tenue spécifiées – valeurs de U_{rw}*

Les tensions de tenue spécifiées sont obtenues en appliquant aux tensions de tenue de coordination deux facteurs de correction (voir article 4): le facteur K_a qui tient compte de l'altitude de l'installation et le facteur de sécurité de guide K_s.

H.1.1.3.1 *Facteur de sécurité*

Les valeurs recommandées des facteurs de sécurité sont données en 4.3.4. Le facteur K_s est applicable à tout type de surtension (temporaire, à front lent, à front rapide) phase-phase ou phase-terre :

– pour l'isolation interne: K_s = 1,15;
– pour l'isolation externe: K_s = 1,05.

H.1.1.3.2 *Facteur de correction atmosphérique*

Le facteur de correction d'altitude K_a est défini en 4.2.2 (équation 11)). Le facteur K_a ne s'applique qu'à l'isolation externe et sa valeur dépend de la forme de la surtension (par l'intermédiaire du paramètre m dans l'équation (11)).

Pour la tenue à fréquence industrielle, des essais de courte durée sur des isolateurs pollués sont nécessaires et

⇒ m = 0,5.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.1.2.3 *Fast-front overvoltages*

A statistical approach is used (refer to 3.3.3.2), and more specifically, a simplified statistical approach (refer to F.4). Here, the factor to be applied to U_{rp} is based on experience with particular line construction and on the calculated effect due to the separation between the arrester and the protected equipment.

One determines the length L_a of overhead line with an outage rate equal to the acceptable failure rate R_a. Then, taking account of the separation distance L, the number of lines n entering the station, and the span length L_{sp} ,one calculates the effective protective level of the arrester, which is the desired value U_{cw}.

For this example, the following data are available: many arresters with a lightning protective level of 500 kV are located at different places (at line entrance and near the transformers). The maximum separation distance for internal insulation is 30 m; for external insulation, it is 60 m. Two steel tower lines characterized by A = 4500 (refer to table F.2) and with a span length of 300 m are connected to the station. The lightning performance for such lines is one outage per 100 km per year. For the equipment to be installed in station 1, an acceptable failure rate is defined as 1 in 400 years.

Using equation (F.18), the value of L_a = 0,25 km is found. Introducing the value of L_a and other parameters in equation (F.19) the co-ordination withstand voltage is found:

– for internal insulation:
  - U_{cw} = 500 +[(4500 / 2) × 30 / (300+250)] ⇒ U_{cw} = 622 kV;
– for external insulation:
  - U_{cw} = 500 +[(4500 / 2) × 60 / (300+250)] ⇒ U_{cw} = 745 kV.

Fast-front overvoltages affect the phase-to-phase and the phase-to-earth insulations in the same way.

H.1.1.3 *Step 3: determination of the required withstand voltages – values of* U_{rw}

The required withstand voltages are obtained by applying to the co-ordination withstand voltages two correction factors (refer to clause 4): factor K_a which takes into account the altitude of the installation, and a safety factor K_s.

H.1.1.3.1 *Safety factor*

The recommended values for the safety factor K_s are defined in 4.3.4. The factor K_s is applicable to any type of overvoltage shape (temporary, slow-front, fast-front), phase-to-phase and phase-to-earth:

– for internal insulation: K_s = 1,15;
– for external insulation: K_s = 1,05.

H.1.1.3.2 *Atmospheric correction factor*

The altitude correction factor K_a is defined in 4.2.2 (equation (11)). The factor K_a is applicable to external insulation only and its value depends on the overvoltage shape (via parameter m in equation (11)).

For power-frequency withstand, short-duration tests on polluted insulators are required and:

⇒ m = 0,5.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour la tenue au choc de manoeuvre, la valeur de m dépend de la tension de tenue de coordination conformément à la figure 9:

– phase-terre: U_{cw} = 451 kV ⇒ m = 0,94;

– phase-phase: U_{cw} = 820 kV ⇒ m = 1,00.

Pour la tenue au choc de foudre ⇒ m = 1,00.

L'installation étant à une altitude H de 1000 m, les valeurs correspondantes de K_a sont les suivantes:

– pour la tenue à fréquence industrielle: K_a = 1,063 (phase-phase et phase-terre);

– pour la tenue au choc de manoeuvre: K_a = 1,122 (phase-terre),
K_a = 1,130 (phase-phase);

– pour la tenue au choc de foudre: K_a = 1,130 (phase-phase et phase-terre).

H.1.1.3.3 *Tensions de tenue spécifiées*

Les valeurs des tensions de tenue spécifiées se déduisent de $U_{rw} = U_{cw}\ K_s\ K_a$ avec les valeurs de U_{cw} trouvées lors de l'étape 2 et les valeurs de K_s et K_a trouvées lors de l'étape 3.

Pour les surtensions temporaires:

– isolation externe:

• phase-terre ⇒ $U_{rw} = 212 \times 1{,}05 \times 1{,}063$ ⇒ U_{rw} = 237 kV,

• phase-phase ⇒ $U_{rw} = 343 \times 1{,}05 \times 1{,}063$ ⇒ U_{rw} = 383 kV;

– isolation interne:

• phase-terre ⇒ $U_{rw} = 212 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 243 kV,

• phase-phase ⇒ $U_{rw} = 343 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 395 kV.

Pour les surtensions à front lent:

Pour les matériels en entrée de ligne

– isolation externe :

• phase-terre ⇒ $U_{rw} = 451 \times 1{,}05 \times 1{,}122$ ⇒ U_{rw} = 531 kV;

• phase-phase ⇒ $U_{rw} = 820 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 973 kV.

Pour les autres matériels

– isolation externe :

• phase-terre ⇒ $U_{rw} = 422 \times 1{,}05 \times 1{,}122$ ⇒ U_{rw} = 497 kV;

• phase-phase ⇒ $U_{rw} = 639 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 758 kV;

– isolation interne :

• phase-terre ⇒ $U_{rw} = 422 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 485 kV;

• phase-phase ⇒ $U_{rw} = 639 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 735 kV.

Pour les surtensions à front rapide :

– isolation externe :

• phase-terre ⇒ $U_{rw} = 745 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 884 kV;

• phase-phase ⇒ $U_{rw} = 745 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 884 kV;

– isolation interne :

• phase-terre ⇒ $U_{rw} = 622 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 715 kV;

• phase-phase ⇒ $U_{rw} = 622 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 715 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For switching impulse withstand, the value of m is a function of the co-ordination withstand voltage according to figure 9:

– phase-to-earth: U_{cw} = 451 kV ⇒ m = 0,94;

– phase-to-phase: U_{cw} = 820 kV ⇒ m = 1,00.

For lightning impulse withstand: ⇒ m = 1,00.

The installation is at an altitude H = 1000 m. The corresponding values of K_a are:

– for power-frequency withstand: K_a = 1,063 (phase-to-phase and phase-to-earth);

– for switching impulse withstand: K_a = 1,122 (phase-to-earth), K_a = 1,130 (phase-to-phase);

– for lightning impulse withstand: K_a = 1,130 (phase-to-phase and phase-to-earth).

H.1.1.3.3 *Required withstand voltages*

The values for the required withstand voltages are obtained from: $U_{rw} = U_{cw}\ K_s\ K_a$, with U_{cw} values found in step 2 and K_s and K_a values found in step 3.

For temporary overvoltages:

– external insulation:

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 212 \times 1{,}05 \times 1{,}063$ ⇒ U_{rw} = 237 kV,

• phase-to-phase ⇒ $U_{rw} = 343 \times 1{,}05 \times 1{,}063$ ⇒ U_{rw} = 383 kV;

– internal insulation:

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 212 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 243 kV,

• phase-to-phase ⇒ $U_{rw} = 343 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 395 kV.

For slow-front overvoltages:

For line entrance equipment

– external insulation:

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 451 \times 1{,}05 \times 1{,}122$ ⇒ U_{rw} = 531 kV,

• phase-to-phase ⇒ $U_{rw} = 820 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 973 kV.

For other equipment

– external insulation:

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 422 \times 1{,}05 \times 1{,}122$ ⇒ U_{rw} = 497 kV,

• phase-to-phase ⇒ $U_{rw} = 639 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 758 kV.

– internal insulation:

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 422 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 485 kV,

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 639 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 735 kV.

For fast-front overvoltages:

– external insulation:

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 745 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 884 kV,

• phase-to-phase ⇒ $U_{rw} = 745 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ ⇒ U_{rw} = 884 kV.

– internal insulation:

• phase-to-earth ⇒ $U_{rw} = 622 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 715 kV,

• phase-to-phase ⇒ $U_{rw} = 622 \times 1{,}15$ ⇒ U_{rw} = 715 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.1.4 *Etape 4: conversion vers les tensions tenues normalisées pour la gamme I*

Dans la gamme I, le niveau d'isolement est normalement décrit par un ensemble de deux valeurs comme indiqué au tableau 2 de la CEI 71-1: une tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle et une tension de tenue au choc de foudre. Le tableau 2 donne le facteur de conversion d'essai, à appliquer à la tension de tenue spécifiée pour les surtensions à front lent, pour obtenir un tel ensemble de valeurs équivalentes.

H.1.1.4.1 *Conversion vers la tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle (SDW)*

Pour les matériels en entrée de ligne:

– isolation externe:
  - phase-terre ⇒ SDW = 531 × (0,6 × 531 / 8500) = 352 kV;
  - phase-phase ⇒ SDW = 973 × (0,6 + 973 / 12700) = 658 kV.

Pour les autres matériels :

– isolation externe:
  - phase-terre ⇒ SDW = 497 × (0,6 + 497 / 8500) = 327 kV;
  - phase-phase ⇒ SDW = 758 × (0,6 + 758 / 12700) = 500 kV;
– isolation interne:
  - phase-terre ⇒ SDW = 485 × 0,5 = 243 kV;
  - phase-phase ⇒ SDW = 735 × 0,5 = 367 kV.

H.1.1.4.2 *Conversion vers la tension de tenue au choc de foudre (LIW)*

Pour les matériels en entrée de ligne:

– isolation externe:
  - phase-terre ⇒ LIW = 531 × 1,30 = 690 kV;
  - phase-phase ⇒ LIW = 973 × (1,05 + 973 / 9000) = 1 127 kV.

Pour les autres matériels:

– isolation externe:
  - phase-terre ⇒ LIW = 497 × 1,30 = 646 kV;
  - phase-phase ⇒ LIW = 758 × (1,05 + 758 / 9000) = 860 kV;
– isolation interne:
  - phase-terre ⇒ LIW = 485 × 1,10 = 534 kV;
  - phase-phase ⇒ LIW = 735 × 1,10 = 808 kV.

H.1.1.5 *Etape 5: Choix des tensions de tenue normalisées*

Le tableau H.1 résume les valeurs $U_{rw(s)}$ des tensions de tenue minimales spécifiées données par les études de réseau (résultats de l'étape 3). Ces valeurs sont les valeurs minimales à appliquer lors d'essais pour vérifier la tenue à fréquence industrielle de courte durée au choc de manœuvre et au choc de foudre. Dans la gamme I, la tension de tenue spécifiée au choc de manœuvre est normalement couverte soit par l'essai normalisé de courte durée à fréquence industrielle, soit par l'essai normalisé au choc de foudre. Dans le tableau H.1, les valeurs obtenues à l'issue de cette conversion sont notées $U_{rw(c)}$ (résultats de l'étape 4). Dans cet exemple, les valeurs converties en essai au choc de foudre sont retenues, si bien que la conversion en essai de courte durée à fréquence industrielle n'a pas lieu d'être considérée davantage.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.1.4 *Step 4: conversion to withstand voltages normalized for range I*

In range I, the insulation level is normally described by a set of two values as shown in table 2 of IEC 71-1: a short-duration power-frequency withstand voltage and a lightning impulse withstand voltage. Table 2 gives the test conversion factor to be applied to the required withstand voltage for slow-front overvoltage to get such an equivalent set of values.

H.1.1.4.1 *Conversion to short-duration power-frequency withstand voltage (SDW)*

For line entrance equipment:

– external insulation:
  - phase-to-earth ⇒ SDW = 531 × (0,6 + 531 / 8500) = 352 kV;
  - phase-to-phase ⇒ SDW = 973 × (0,6 + 973 / 12 700) = 658 kV.

For other equipment:

– external insulation:
  - phase-to-earth ⇒ SDW = 497 × (0,6 + 497 / 8500) = 327 kV;
  - phase-to-phase ⇒ SDW = 758 × (0,6 + 758/12 700) = 500 kV;
– internal insulation:
  - phase-to-earth ⇒ SDW = 485 × 0,5 = 243 kV;
  - phase-to-phase ⇒ SDW = 735 × 0,5 = 367 kV.

H.1.1.4.2 *Conversion to lightning impulse withstand voltage (LIW)*

For line entrance equipment:

– external insulation:
  - phase-to-earth ⇒ LIW = 531 × 1,30 = 690 kV;
  - phase-to-phase ⇒ LIW = 973 × (1,05 + 973/9000) = 1127 kV.

For other equipment:

– external insulation:
  - phase-to-earth ⇒ LIW = 497 × 1,30 = 646 kV;
  - phase-to-phase ⇒ LIW = 758 × (1,05 + 758 / 9000) = 860 kV;
– internal insulation:
  - phase-to-earth ⇒ LIW = 485 × 1,10 = 534 kV;
  - phase-to-phase ⇒ LIW = 735 × 1,10 = 808 kV.

H.1.1.5 *Step 5: selection of standard withstand voltage values*

Table H.1 summarizes values $U_{rw(s)}$ of minimum required withstand voltages obtained from system studies (results in step 3) which become minimum test values to be applied to verify these withstands in terms of short-duration power-frequency, switching impulse and lightning impulse tests. In range I, the required switching impulse withstand voltage is normally covered by a standard short-duration power-frequency test or by a standard lightning impulse test. In table H.1, values obtained after such conversions are indicated under $U_{rw(c)}$ (results from step 4). In this example, converted values for a lightning impulse test are retained so that converted values for a short-duration power-frequency test need no more consideration.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau H.1 – Résumé des tensions de tenue spécifiées minimales pour l'exemple H.1.1 (première partie, sans manœuvre de condensateurs au poste éloigné (poste 2))

Valeurs de U_{rw}: – en kV eff. pour la courte durée à fréquence industrielle – en kV crête pour les chocs de foudre et de manœuvre		Isolation externe				Isolation interne	
		Matériels en entrée de ligne		Autres matériels			
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Courte durée fréquence industrielle	phase – terre	**237**	352	**237**	327	**243**	243
	phase – phase	**383**	658	**383**	500	**395**	367
Choc de manœuvre	phase – terre	531		497	–	485	–
	phase – phase	973	–	758	–	735	–
Choc de foudre	phase – terre	**884**	690	**884**	646	**715**	534
	phase – phase	884	**1127**	**884**	860	715	**808**

Les tensions normalisées qui doivent être définies pour les essais de courte durée à fréquence industrielle et au choc de foudre doivent être choisies en tenant compte des résultats indiqués en caractères gras dans le tableau H.1 (plus forte valeur des tensions spécifiées minimales $U_{rw(s)}$ ou valeur convertie $U_{rw(c)}$) et des valeurs normalisées proposées en 4.6 et 4.7 de la CEI 71-1. Normalement, les valeurs spécifiées sont choisies de façon à correspondre à un niveau d'isolement normalisé défini en 3.33 et précisé au tableau 2 de la CEI 71-1.

Les valeurs normalisées de 395 kV (pour la courte durée à fréquence industrielle) et de 950 kV (pour le choc de foudre) correspondent à un tel niveau d'isolation pour un réseau avec U_m = 245 kV. Ces valeurs couvrent toutes les isolations, phase-terre et phase-phase, mise à part l'isolation externe phase-phase en entrée de ligne, pour laquelle une valeur tenue minimale de 1127 kV est nécessaire. Cependant, étant donné que dans le présent exemple il n'y a pas de matériel triphasé installé en entrée de ligne, plutôt que de prévoir un essai, il suffit de spécifier une distance d'isolement phase-phase. Conformément au tableau A.1, une distance de 2,35 m entre phases serait nécessaire pour le matériel en entrée de ligne, ce qui correspond à une tension tenue au choc de foudre de 1175 kV. Une distance d'isolement minimale phase-terre et phase-phase de 1,9 m est nécessaire pour toutes les autres isolations non situées en entrée de ligne. Ces distances ne sont basées que sur des prescriptions de coordination de l'isolement.

Il faut noter que pour l'isolation externe phase-terre, la forte valeur spécifiée pour la courte durée à fréquence industrielle (395 kV) est bien au dessus de la valeur minimale imposée par les surtensions temporaires (237 kV). Cependant, la valeur de 395 kV fait partie du niveau d'isolement normalisé qui a une tension de tenue spécifiée au choc de foudre de 950 kV. Un raffinement des études pourrait conduire à réduire d'un niveau les exigences relatives à l'isolation externe phase-terre (360 kV/850 kV).

Pour l'isolation interne, le choix du même niveau d'isolement normalisé que pour l'isolation externe pourrait être considéré comme conduisant à une trop forte marge par rapport à la tension de tenue spécifiée au choc de foudre (715 kV phase-terre et 808 kV phase-phase). D'autres choix, considérant la question économique, sont possibles (voir 4.9 de la CEI 71-1): spécification d'une tension tenue au choc de foudre de 850 kV phase-phase et phase-terre; ou 750 kV phase-terre avec un essai spécial entre phases à 850 kV. Cependant l'essai de courte durée à fréquence industrielle avec une valeur minimale de 395 kV doit être conservé. Bien qu'acceptables, ces choix conduiraient en définitive à un niveau d'isolement spécifié ne correspondant pas à un niveau d'isolement normalisé, au sens de la CEI 71-1.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table H.1 – Summary of minimum required withstand voltages obtained for example H.1.1 (part 1, without capacitor switching at remote station (station 2))

Values of U_{rw} : – in kV r.m.s for short-duration power frequency – in kV peak for switching or lightning impulse		External insulation				Internal insulation	
		Line entrance equipment		Other equipment			
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Short-duration power-frequency	phase-earth	**237**	352	**237**	327	**243**	243
	phase-phase	**383**	658	**383**	500	**395**	367
Switching impulse	phase-earth	531		497	–	485	–
	phase-phase	973	–	758	–	735	–
Lightning impulse	phase-earth	**884**	690	**884**	646	**715**	534
	phase-phase	884	**1127**	**884**	860	715	**808**

Standard voltages to be defined for the purpose of the short-duration power-frequency and lightning impulse tests have to be selected taking into account results shown in bold characters in table H.1 (highest value of minimum withstand required $U_{rw(s)}$ or converted value $U_{rw(c)}$) and standard values proposed in IEC 71-1, 4.6 and 4.7 Normally, specified voltages are chosen in such a way as to correspond to a standard insulation level as defined in 3.33 of IEC 71-1 and shown in table 2 of IEC 71-1.

Standardized values of 395 kV (for short-duration power-frequency) and 950 kV (for lightning impulse) correspond to such a standard insulation level for a system with U_m = 245 kV; these values will cover any insulation, phase-to-earth and phase-to-phase, except the phase-to-phase external insulation at line entrance for which a 1127 kV minimum withstand value is required. However, in this example, three-phase equipment is not installed at line entrance so that a minimum phase-to-phase clearance can be specified instead of testing. According to table A.1, a clearance of 2,35 m between phases would be required for line entrance equipment, corresponding to a standard lightning impulse withstand voltage of 1175 kV. A minimum phase-to-earth and phase-to-phase clearance of 1,9 m is required for any other external insulation not located at line entrance. These clearances are solely based on insulation co-ordination requirements.

It will be noted that, for external phase-to-earth insulation, the high value specified for the short-duration power-frequency test (395 kV) is well above minimum requirement related to temporary overvoltages (237 kV). However, a 395 kV value corresponds to the standard insulation level having the required lightning withstand level of 950 kV. Refinements in studies could lead to lower requirements by one step for the phase-to-earth external insulation (360 kV/850 kV).

For the internal insulation, the selection of the same standard insulation level as for external insulation could be considered as leading to too much margin with respect to required lightning withstand voltages (715 kV phase-to-earth and 808 kV phase-to-phase). Other choices, considering the economical issue, are possible (refer to subclause 4.9 of IEC 71-1): specification of a lightning impulse withstand voltage of 850 kV, phase-to-phase and phase-to-earth; or 750 kV phase-to-earth with a special phase-to-phase test at 850 kV. However, the short-duration power-frequency test at a minimum value of 395 kV must be kept. Even if acceptable, the final issue related to these other choices would lead to a rated insulation level not corresponding to a standard insulation level as defined in IEC 71-1.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.2 *Deuxième partie: influence de manœuvres de condensateurs au poste 2*

La deuxième partie de l'exemple H.1 considère le cas où une possibilité supplémentaire de surtension à front lent provient de la manœuvre d'un banc de condensateurs au poste 2 (poste éloigné). Toutes les autres contraintes considérées dans la première partie sont présentes au même niveau, avec le même agencement de parafoudres au poste 1.

Les résultats des études de réseau montrent que tous les matériels du poste 1 (y compris les matériels d'entrée de ligne en position fermée dans les conditions de service normales) sont soumis à des surtensions sévères lors de la mise en service du banc de condensateurs au poste 2. Ces surtensions se propagent et, par suite du phénomène d'amplification (résonance à certaines fréquences), atteignent les amplitudes maximales suivantes au poste 1:

– phase-terre:
  • U_{e2} = 500 kV;
  • U_{et} = 575 kV.
– phase-phase:
  • U_{p2} = 750 kV;
  • U_{pt} = 852 kV.

Pour les matériels en extrémité de ligne ouverte, les surtensions à front lent les plus fortes sont celles qui résultent du réenclenchement décrit dans la première partie. Mais pour tous les autres matériels, les surtensions de manœuvre déterminantes dans la procédure de coordination de l'isolement sont maintenant celles en rapport avec la manœuvre du banc de condensateurs au poste 2. Elles sont supérieures aux surtensions dues à l'enclenchement ou au réenclenchement de ligne (décrites dans la première partie). Dans ce qui suit, on ne s'intéresse qu'à ce type de contrainte (nouvelles surtensions à front lent), les conclusions pour les autres types de contrainte (surtensions temporaires et à front rapide) restant les mêmes que dans la première partie.

Les valeurs des surtensions représentatives à front lent sont maintenant gouvernées par les caractéristiques de protection des parafoudres car $U_{ps} < U_{et}$ et $2\ U_{ps} < U_{pt}$ si bien que:

– phase-terre: U_{rp} = 410 kV;
– phase-phase: U_{rp} = 820 kV.

Pour obtenir la tension de tenue de coordination à front lent, un facteur de coordination statistique K_{cd} est appliqué aux valeurs de U_{rp} en suivant la même procédure que dans la première partie :

– phase-terre : $U_{ps}/\ U_{e2} = 410/500 = 0{,}82 \Rightarrow K_{cd} = 1{,}10 \Rightarrow U_{cw} = 451$ kV;
– phase-phase : $2\ U_{ps}/\ U_{p2} = 820/750 = 1{,}09 \Rightarrow K_{cd} = 1{,}00 \Rightarrow U_{cw} = 820$ kV.

Les valeurs du facteur de sécurité K_s et du facteur de correction atmosphérique K_a gardent à peu près les mêmes valeurs que dans la première partie si bien que les valeurs des tensions de tenue spécifiées U_{rw} qui en résultent sont les suivantes:

– isolation externe :
  • phase-terre $\Rightarrow$ $U_{rw} = 451 \times 1{,}05 \times 1{,}122$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 531 kV;
  • phase-phase $\Rightarrow$ $U_{rw} = 820 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 973 kV;
– isolation interne :
  • phase-terre $\Rightarrow$ $U_{rw} = 451 \times 1{,}15$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 518 kV;
  • phase-phase $\Rightarrow$ $U_{rw} = 820 \times 1{,}15$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 943 kV.

--`,,`,,`-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.1.2 *Part 2: influence of capacitor switching at station 2*

This second part of the example H.1 deals with an additional slow-front overvoltage possibility originating from capacitor bank switching done at station 2 (remote station). All the other stresses considered in part 1 are present at their same values, with the same arrester implementation at station 1.

Results from system studies show that all equipment at station 1 (including line entrance equipment in normal operating closed condition) is subjected to severe voltage surges due to capacitor bank energization at station 2. These surges propagate and, due to amplification phenomenon (resonance at given frequencies), show the following maximum amplitudes at station 1:

– phase-to-earth:
  - U_{e2} = 500 kV;
  - U_{et} = 575 kV;
– phase-to-phase:
  - U_{p2} = 750 kV;
  - U_{pt} = 852 kV.

For the open-end line entrance equipment, the highest slow-front surges are those related to line re-energization described in part 1. But for all other equipment, the slow-front surges governing the insulation co-ordination procedure are now related to capacitor bank switching in station 2, which are higher than surges originating from local energization and re-energization (described in part 1). Hereafter, we will deal only with this type of stress (new slow-front surges), conclusions for the other types of stress (temporary and fast-front overvoltages) remaining the same as discussed in part 1.

Values of representative slow-front overvoltages U_{rp} are now controlled by the surge arrester protection characteristic because $U_{ps} < U_{et}$ and $2\ U_{ps} < U_{pt}$, so that:

– phase-to-earth: U_{rp} = 410 kV;
– phase-to-phase: U_{rp} = 820 kV.

To obtain the slow-front co-ordination withstand voltages U_{cw}, a deterministic co-ordination factor K_{cd} is applied to U_{rp} values by following the same procedure described in part 1:

– phase-to-earth: $U_{ps}/\ U_{e2}$ =410/500 = 0,82 $\Rightarrow$ K_{cd} = 1,10 $\Rightarrow$ U_{cw} = 451 kV;
– phase-to-phase: $2\ U_{ps}/\ U_{p2}$ =820/750 =1,09 $\Rightarrow$ K_{cd} =1,00 $\Rightarrow$ U_{cw} = 820 kV.

The values for the safety factor K_s and for the atmospheric correction factor K_a keep approximately the same values as in part 1 so that the resulting required withstand voltages U_{rw} are:

– external insulation:
  - phase-to-earth $\Rightarrow$ $U_{rw} = 451 \times 1{,}05 \times 1{,}122$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 531 kV;
  - phase-to-phase $\Rightarrow$ $U_{rw} = 820 \times 1{,}05 \times 1{,}13$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 973 kV;
– internal insulation:
  - phase-to-earth $\Rightarrow$ $U_{rw} = 451 \times 1{,}15$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 518 kV;
  - phase-to-phase $\Rightarrow$ $U_{rw} = 820 \times 1{,}15$ $\Rightarrow$ U_{rw} = 943 kV.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Les valeurs des tensions de tenue spécifiées pour les surtensions à front lent sont converties en tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle et au choc de foudre (voir première partie pour le détail).

La conversion vers la tension tenue de courte durée à fréquence industrielle (SDW) donne les points suivants:

– isolation externe :
  • phase-terre ⇒ SDW = 531 × (0,6 + 531 / 8 500) = 352 kV;
  • phase-phase ⇒ SDW = 973 × (0,6 + 973 / 12 700) = 658 kV;
– isolation interne :
  • phase-terre ⇒ SDW = 518 × 0,5 = 259 kV;
  • phase-phase ⇒ SDW = 943 × 0,5 = 472 kV.

La conversion vers la tension de tenue au choc de foudre (LIW) donne les points suivants:

– isolation externe :
  • phase-terre ⇒ LIW=531 × 1,30 = 690 kV;
  • phase-phase ⇒ LIW=973 × (1,05 + 973 / 9000) = 1127 kV;
– isolation interne :
  • phase-terre ⇒ LIW = 518 × 1,10 = 570 kV;
  • phase-phase ⇒ LIW = 943 × 1,10 = 1037 kV.

Tableau H.2 – Résumé des tensions de tenue spécifiées minimales pour l'exemple H.1.2 (deuxième partie, avec manœuvres de condensateurs au poste 2)

Valeurs de U_{rw}: – en kV eff. pour la courte durée à fréquence industrielle – en kV crête pour les chocs de foudre et de manœuvre		Isolation externe				Isolation Interne	
		Matériels en entrée de ligne		Autres appareils			
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Courte durée fréquence industrielle	phase-terre	**237**	352	**237**	352	**243**	259
	phase-phase	**383**	658	**383**	658	**395**	472
Choc de manœuvre	phase-terre	531	–	531	–	518	–
	phase-phase	973	–	973	–	943	–
Choc de foudre	phase-terre	**884**	690	**884**	690	**715**	570
	phase-phase	884	**1127**	884	**1127**	715	**1037**

Le tableau H.2 donne les valeurs de tenue (ou d'essai) minimales nécessaires pour tenir compte des différentes contraintes de surtension relatives à la deuxième partie de l'exemple H.1. Les valeurs minimales spécifiées pour l'essai de courte durée à fréquence industrielle et l'essai au choc de foudre sont indiquées en caractères gras.

La comparaison des tableaux H.2 et H.1 montre l'impact des surtensions à front lent dues aux manœuvres de condensateurs au poste 2, principalement sur les exigences relatives au choc de manœuvre entre phases et sur les valeurs d'essai minimales équivalentes qui en résultent.

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The required withstand voltages for slow-front surges are converted into short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages (refer to part 1 for detailed information).

Conversion to short-duration power-frequency withstand voltage (SDW):

– external insulation:
  • phase-to-earth ⇒ SDW = 531 × (0,6 + 531 / 8500) = 352 kV;
  • phase-to-phase ⇒ SDW = 973 × (0,6 + 973 / 12 700) = 658 kV;
– internal insulation:
  • phase-to-earth ⇒ SDW = 518 × 0,5 = 259 kV;
  • phase-to-phase ⇒ SDW = 943 × 0,5 = 472 kV.

Conversion to lightning impulse withstand voltage (LIW):

– external insulation:
  • phase-to-earth ⇒ LIW = 531 × 1,30 = 690 kV;
  • phase-to-phase ⇒ LIW = 973 × (1,05 + 973 / 9000) = 1127 kV;
– internal insulation:
  • phase-to-earth ⇒ LIW = 518 × 1,10 = 570 kV;
  • phase-to-phase ⇒ LIW = 943 × 1,10 = 1037 kV.

Table H.2 : Summary of required withstand voltages obtained for example H.1.2 (part 2, with capacitor switching at remote station (station 2))

Values of U_{rw} are: – in kV rms for short-duration power frequency – in kV peak for switching or lightning impulse		External insulation				Internal insulation	
		Line entrance equipment		Other equipment			
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Short-duration power-frequency	phase-earth	**237**	352	**237**	352	**243**	259
	phase-phase	**383**	658	**383**	658	**395**	472
Switching impulse	phase-earth	531	–	531	–	518	–
	phase-phase	973	–	973	–	943	–
Lightning impulse	phase-earth	**884**	690	**884**	690	**715**	570
	phase-phase	884	**1127**	884	**1127**	715	**1037**

Table H.2 reflects the minimum withstand (or test) values required to take into account the different overvoltage stresses related to part 2 of example H.1. Minimum values required for the short-duration power-frequency and lightning impulse withstand tests are shown in bold characters.

A comparison between table H.2 and table H.1 shows the impact of slow-front overvoltages due to capacitor switching at station 2, mainly on phase-to-phase switching impulse requirements and on the resulting equivalent minimum testing values.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour l'isolation externe, y compris l'isolation longitudinale, le même niveau d'isolement normalisé que celui défini dans la première partie (395 kV/950 kV) est utilisable ici, aucun essai phase-phase n'étant nécessaire, pourvu qu'une distance d'isolement de 2,35 m (correspondant à une tension tenue au choc de foudre normalisé de 1175 kV) soit adoptée pour l'isolation externe de tous les matériels et pas seulement pour ceux situés en entrée de ligne comme dans la première partie.

Pour l'isolation interne, un niveau d'isolement normalisé, applicable à l'isolation phase-phase et à l'isolation phase-terre, de 460 kV / 1050 kV, associé à U_m = 245 kV, peut être choisi (voir tableau 2 de la CEI 71-1). Cela correspond à un niveau d'isolement normalisé plus fort que pour la première partie, qui est dû aux manœuvres de condensateurs au poste éloigné. Des niveaux d'isolement phase-terre plus faibles pourraient être retenus (comme discuté dans la première partie) mais, en tout cas, un essai spécial phase-phase à 1050 kV serait nécessaire.

H.1.3 *Organigrammes relatifs à l'exemple H.1*

Les organigrammes suivants résument la procédure de coordination de l'isolement et les résultats obtenus aux différentes étapes. Les organigrammes regroupent les résultats obtenus sans (première partie) et avec (deuxième partie) manœuvres de condensateurs au poste 2.

Il faut noter que cet exemple ne considère pas de moyen de réduction des sévères surtensions à front lent dues aux manœuvres de condensateurs. Comme indiqué en 2.3.3.6, de telles mesures pourraient être envisagées, comme l'utilisation de résistances de fermeture à la station éloignée, afin d'obtenir une réduction substantielle des contraintes à front lent et par conséquent une réduction des niveaux de tenue à sélectionner. Cela implique des études de réseau complémentaires prenant en compte la présence de moyens de limitation, et, sur la base des nouvelles valeurs des contraintes représentatives obtenues, de refaire la procédure de coordination de l'isolement. Dans l'exemple particulier discuté ici, cela conduirait à une réduction de certaines des exigences (indiquées à l'étape 5 de l'organigramme) comme la tension de tenue au choc de foudre entre phases pour l'isolation interne et les distances d'isolement phase-phase pour l'isolation externe.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For external insulation, including longitudinal insulation, the same standard insulation level defined in part 1 (395 kV/950 kV) is also applicable here, no phase-to-phase test being required if a 2,35 m phase-to-phase clearance (corresponding to a standard lightning impulse withstand voltage of 1175 kV) is adopted for all external equipment (not only at line entrance as for part 1).

For the internal insulation, a standard insulation level applicable phase-to-phase and phase-to-earth of 460 kV / 1050 kV, corresponding to U_m = 245 kV, can be chosen (refer to table 2 of IEC 71-1). This corresponds to one standard insulation level higher than in part 1 of this example, and is due to the switching of a capacitor at the remote station. Lower, phase-to-earth insulation levels, as discussed in part 1, could be retained but in any case a special phase-to-phase test at 1050 kV would be required.

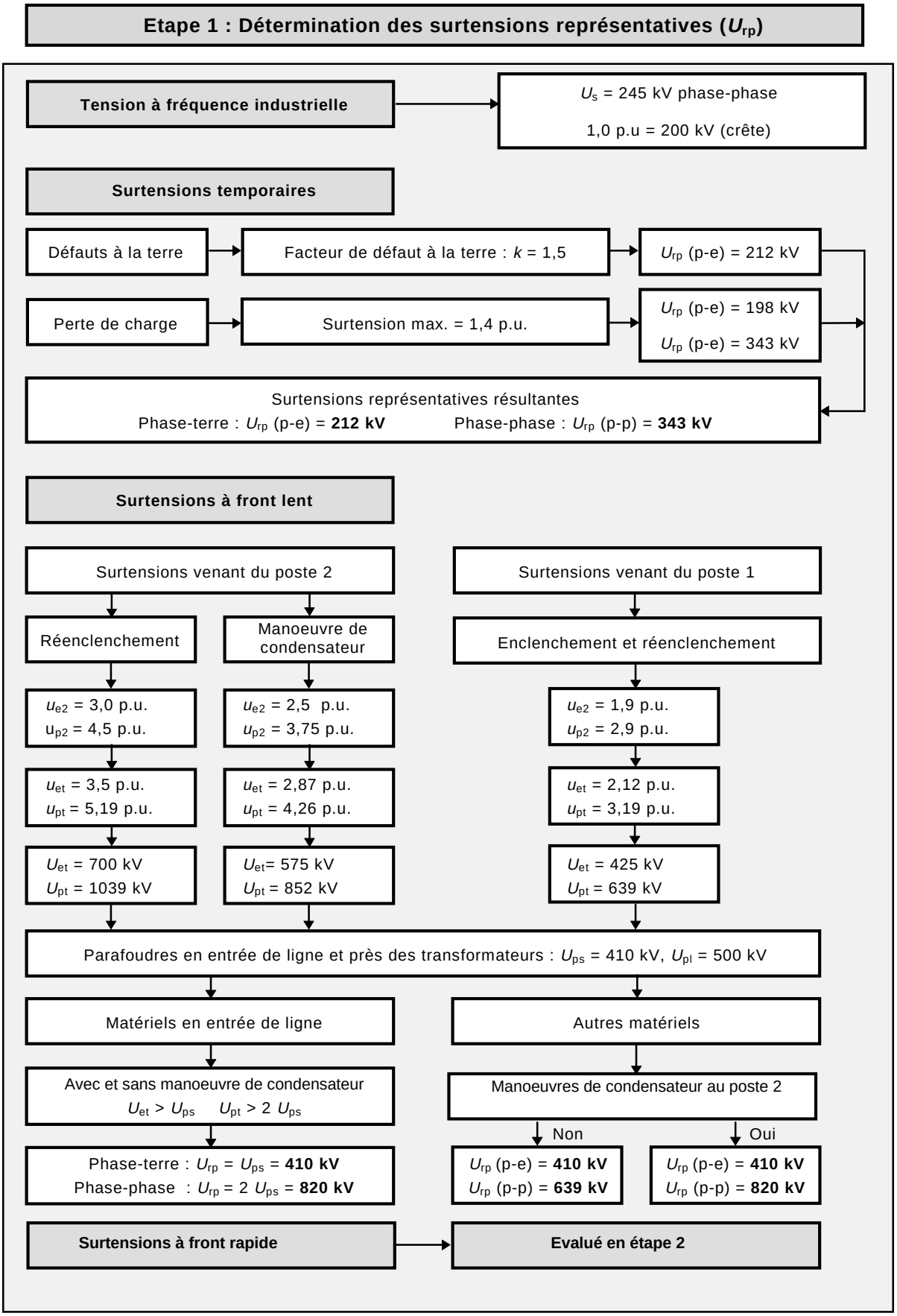
H.1.3 *Flow charts related to example H.1*

The following flow charts summarize the insulation co-ordination procedure and the results obtained along the different steps. The flow charts include results obtained without (part 1) or with (part 2) capacitor switching at station 2.

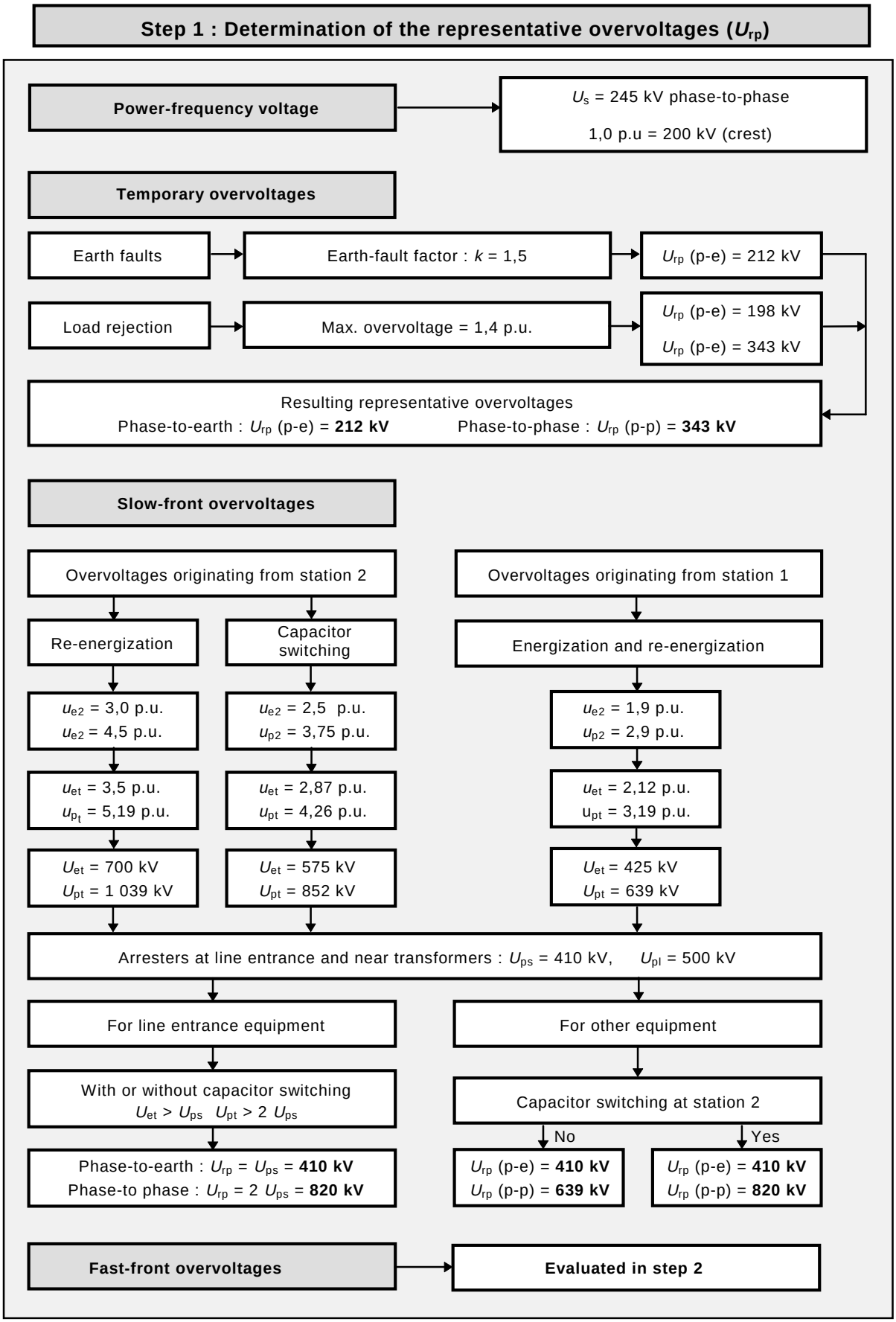
It should be noted that this example does not consider any means of mitigation to reduce the severe slow-front overvoltage surges from capacitor switching. As mentioned in 2.3.3.6, such measures could be considered, such as the use of closing resistors at the remote station, to obtain a substantial reduction of slow-front stresses with a consequent reduction of withstand levels to be selected. This implies the necessity for additional system studies taking into account the presence of the means of mitigation and, on the basis of the new representative stresses found, to restart the insulation co-ordination procedure. For the particular example discussed here, this would lead to a reduction of some of the requirements obtained (inscribed under step 5 of the flow chart), such as the phase-to-phase lightning impulse withstand voltage for internal insulation and the phase-to-phase clearance for external insulation.

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

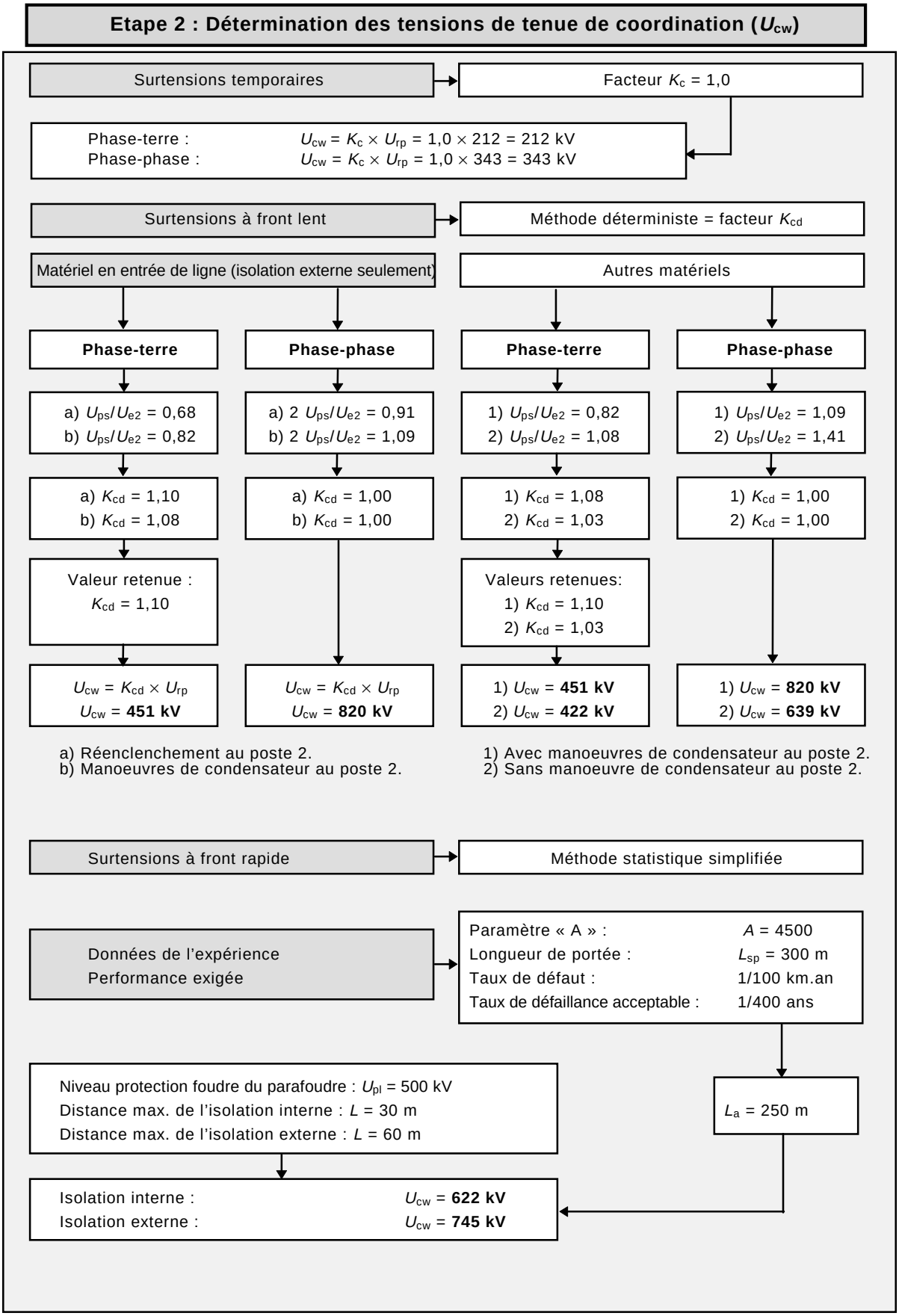
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale



Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

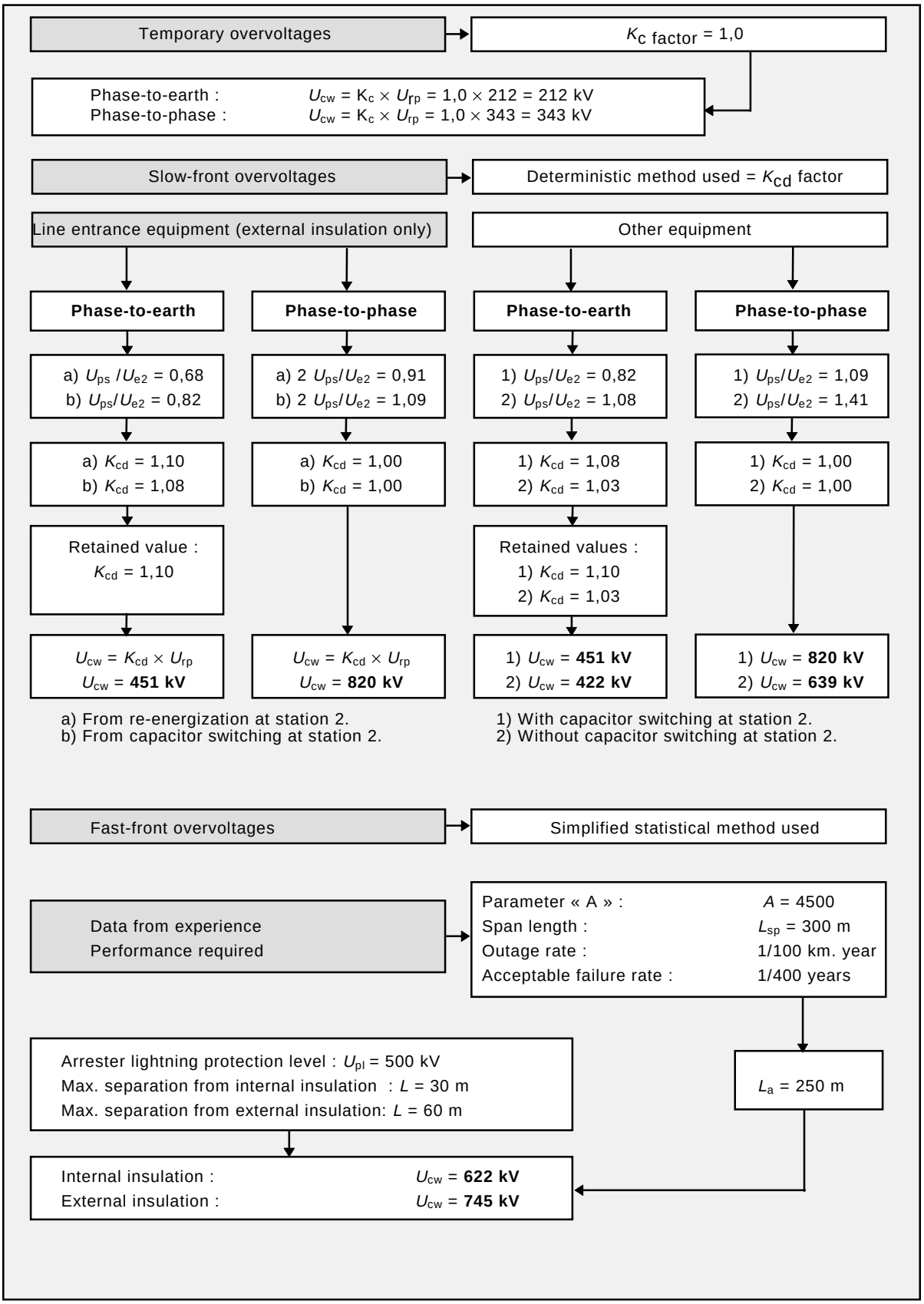


--`,,`,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale



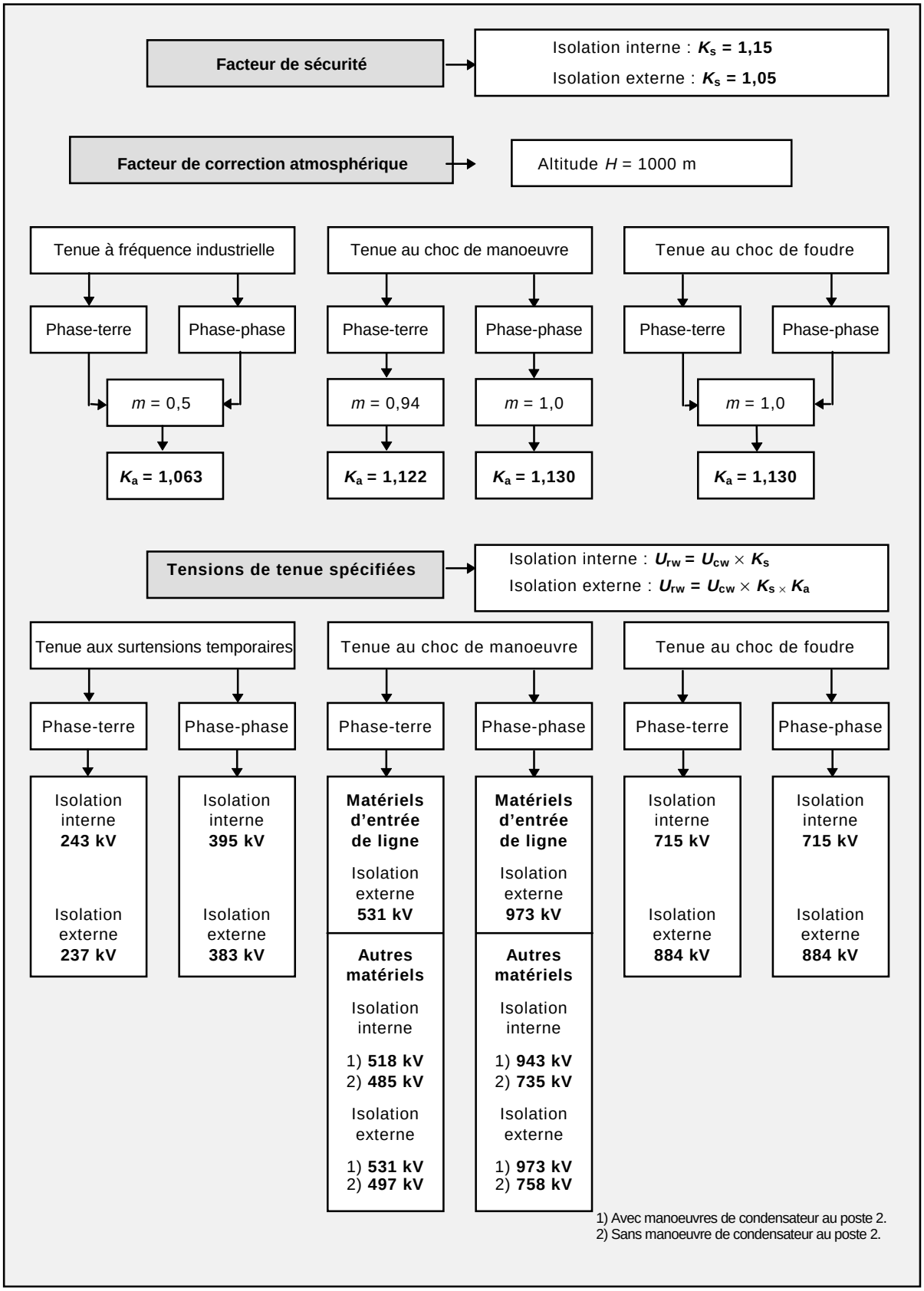
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Step 2 : Determination of the co-ordination withstand voltages (U_{cw})



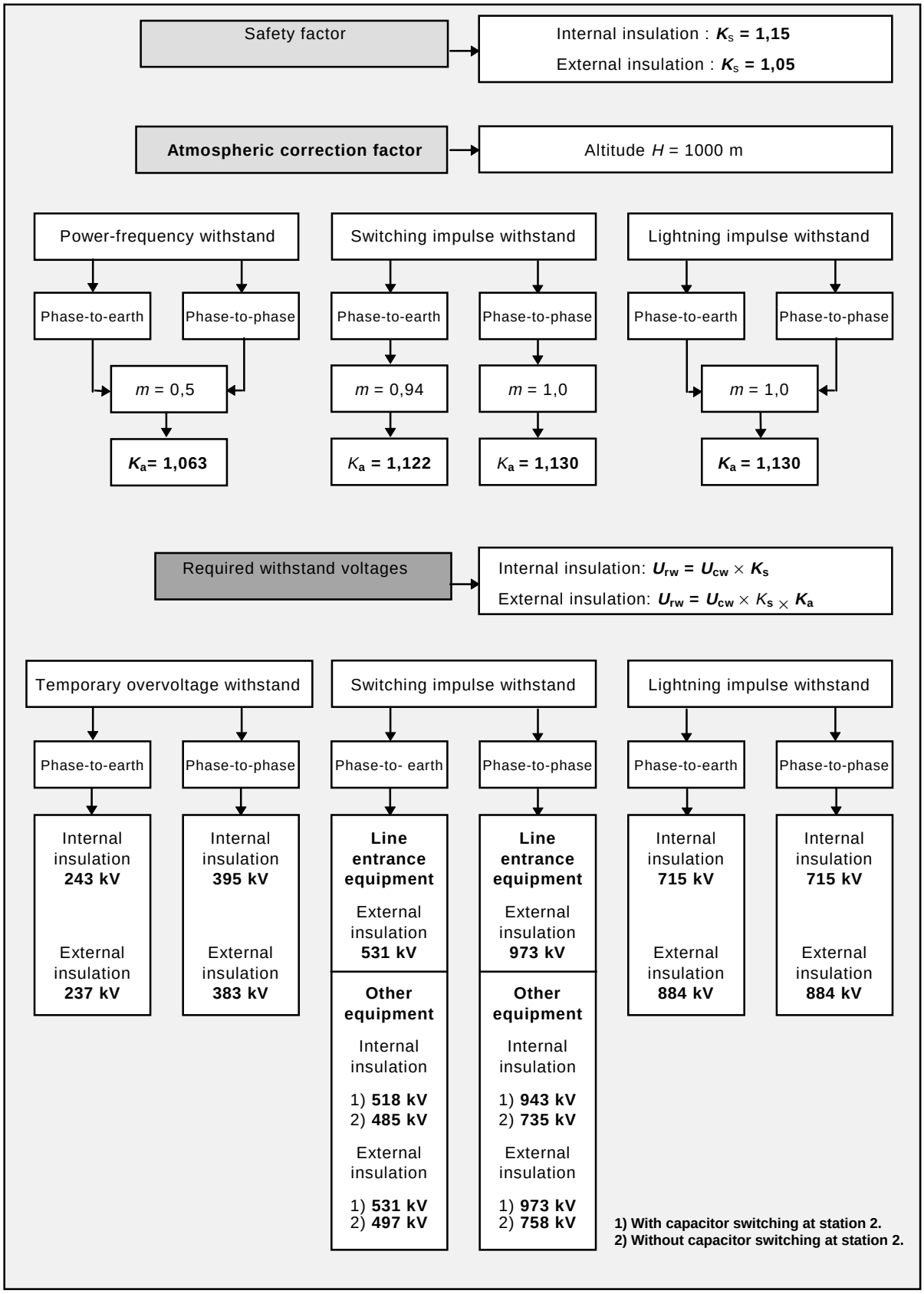
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Etape 3 : Détermination des tensions de tenue spécifiées (U_{rw})



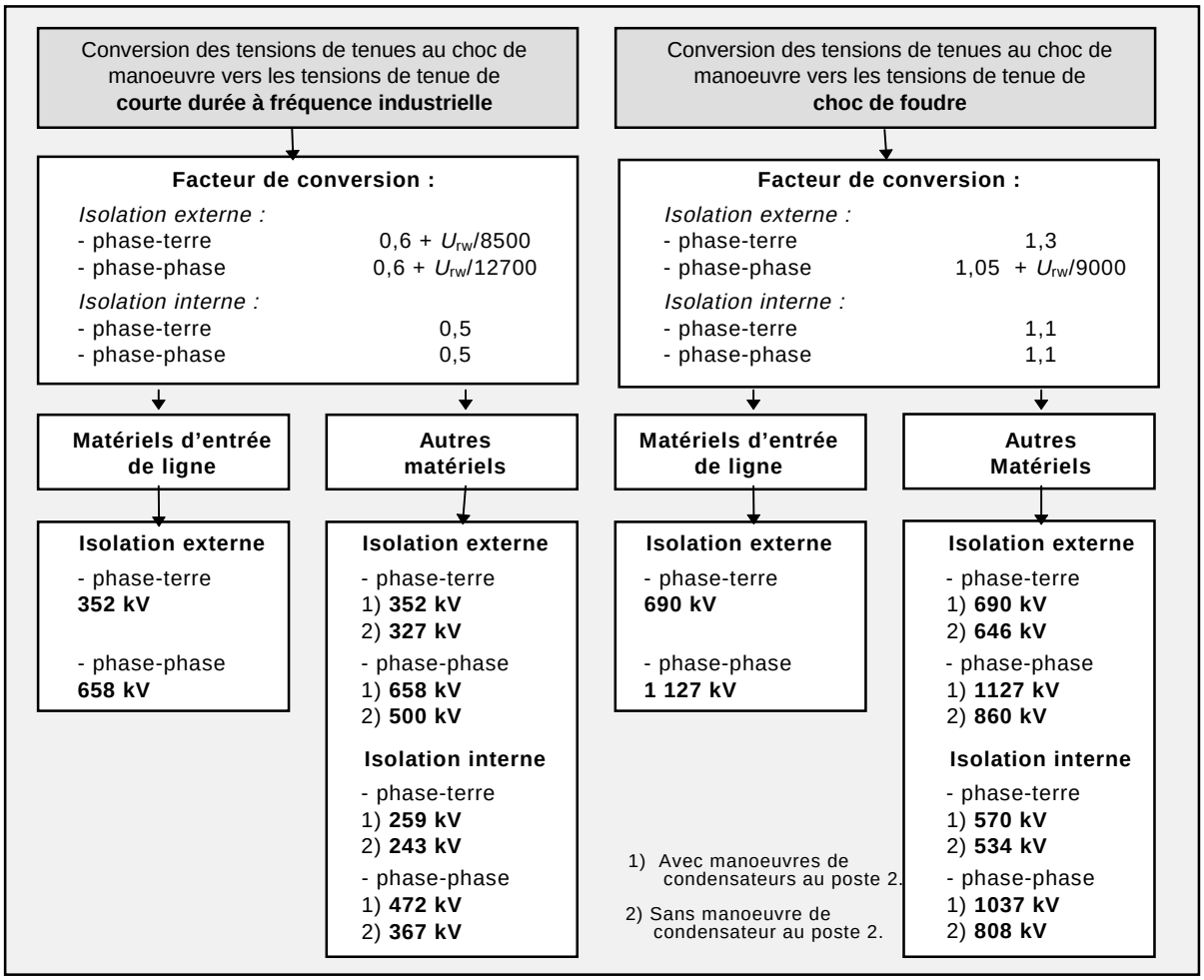
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Step 3 : Determination of the required withstand voltages (U_{rw})



Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Etape 4 : Conversion vers les tensions de tenue normalisées pour la gamme I



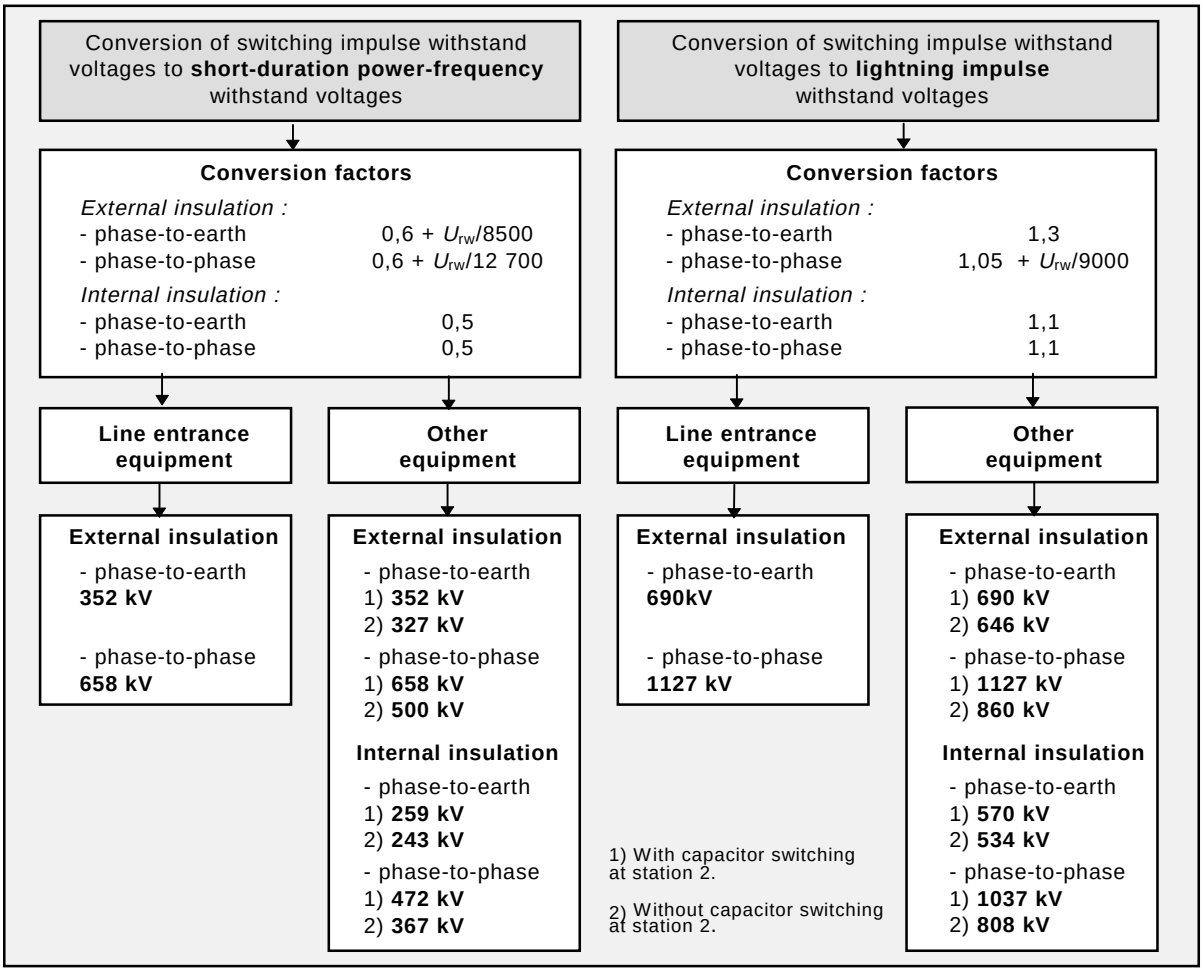
Etape 5 : Choix des tensions de tenue normalisées

	Sans manœuvre de condensateurs au poste éloigné. Pour les détails, voir tableau H.1	**Avec** manœuvres de condensateurs au poste éloigné. Pour les détails, voir tableau H.2
Niveau d'isolement normalisé :	395 kV / 950 kV Valable pour toute isolation	395 kV / 950 kV Isolation externe 460 kV / 1050 kV Isolation interne
Isolation externe Pas d'essai phase-phase exigé si les distances sont		
- pour les matériels d'entrée de ligne :	2,35 m	2,35 m
- pour les autres matériels :	1,90 m	2,35 m
Isolation interne Niveau minimal normalisé au choc de foudre :		
- phase-terre:	750 kV	750 kV
- phase-phase:	850 kV	1050 kV

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Step 4 : Conversion to withstand voltages normalized for range I



Step 5 : Selection of standard withstand voltage values

	Without capacitor switching at remote station. Refer to explanations related with table H.1	**With** capacitor switching at remote station. Refer to explanations related with table H.2
Standard insulation level :	395 kV / 950 kV Applicable to any insulation	395 kV / 950 kV External insulation 460 kV / 1050 kV Internal insulation
External insulation No phase-to-phase test required if clearances are:		
- for line entrance equipment :	2,35 m	2,35 m
- for other equipment :	1,90 m	2,35 m
Internal insulation Minimum standard lightning impulse level:		
- phase-to-earth :	750 kV	750 kV
- phase-to-phase :	850 kV	1050 kV

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2 Exemple numérique pour un réseau de la gamme II (tension nominale 735 kV)

Pour les besoins de cet exemple, on prend les hypothèses de base suivantes:

- la tension la plus élevée sur le réseau est: U_s = 765 kV ;
- le niveau de pollution est faible à moyen (voir tableau 1) ;
- l'altitude est: H = 1000 m.

On suppose que l'altitude est la même pour tous les emplacements envisagés. Le niveau de pollution est supposé être suffisamment modéré pour que les niveaux d'isolement normalisés (et les distances dans l'air) puissent être déterminés par les contraintes de tension (généralement les surtensions à front lent pour les réseaux de la gamme II).

Les éléments concernant la conception des pylônes tels que les dimensions des conducteurs et l'espacement entre phases n'entrent pas en compte pour la procédure de coordination de l'isolement. Seule la distance phase-terre est définie par la procédure de coordination de l'isolement dans la mesure où elle dépend des surtensions à front lent (dans la gamme II). La prise en compte de la foudre peut déterminer le type de câble de garde et de contrepoids (conducteur de terre) mais c'est généralement le résultat d'une étude particulière sur les niveaux kérauniques. Ainsi la conception d'une ligne de transmission n'est en général pas spécifiée en termes de niveaux d'isolement normalisés mais plutôt en termes de dimensionnement géométrique du pylône.

H.2.1 *Etape 1: détermination des surtensions représentatives – valeurs de U_{rp}*

Les surtensions temporaires et à front lent représentatives sont généralement déterminées à partir d'études du réseau (analyseur transitoire ou simulation numérique ou une combinaison des deux). Pour cet exemple, les résultats de ces études confirment les valeurs suivantes:

- surtensions temporaires: U_{rp} = 660 kV (valeur efficace, phase-terre);
- surtensions à front lent: U_{e2} = 1200 kV (valeur crête, phase-terre; méthode valeur crête par phase).

H.2.1.1 *Fréquence industrielle et surtensions temporaires*

La forte valeur des surtensions temporaires (1,5 p.u.) est associée à des cas de figure où de longues lignes sont alimentées radialement après une importante perte de charge. Pour les réseaux de la gamme II, les deux tensions de tenue normalisées normalement spécifiées sont les tenues au choc de foudre et au choc de manœuvre. La conversion de la tension de tenue spécifiée de courte durée à fréquence industrielle en une tension équivalente spécifiée de tenue au choc de manœuvre est discutée à l'étape 4 de cet exemple.

H.2.1.2 *Surtensions à front lent*

Les surtensions à front lent sont liées au réenclenchement de ligne et sont limitées à environ 2,0 p.u. par l'insertion de résistances de fermeture installées sur les disjoncteurs de ligne.

La caractéristique des parafoudres est également déterminée à partir de ces mêmes études du réseau (généralement à partir des caractéristiques des surtensions temporaires: amplitude et durée) et, dans le cas particulier de cet exemple, les niveaux de protection suivants ont été déterminés:

- niveau de protection en choc de manoeuvre: U_{ps} = 1300 kV (valeur crête);
- niveau de protection en choc de foudre: U_{pl} = 1500 kV (valeur crête).

H.2.1.3 *Surtensions à front rapide*

La méthode statistique simplifiée sera utilisée pour les surtensions à front rapide, ce qui conduit directement à la tension de tenue de coordination.

Seul l'isolement phase-terre a été étudié dans cette étape et dans ce qui suit. La coordination de l'isolement entre phases sera traitée à la fin de cet exemple dans un paragraphe particulier (voir H.2.6).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2 Numerical example for a system in range II (with nominal voltage of 735 kV)

For the purpose of this example, one will assume the following basic data:

- the highest system voltage is: U_s = 765 kV;
- the pollution level is low to medium (refer to table 1);
- the altitude is: H = 1000 m.

The altitude level is here assumed so as to cover all possible locations. The pollution level is assumed sufficiently mild that the standard insulation levels (and clearances) can be determined by the voltage stresses (usually the slow-front overvoltages for systems in range II).

Considerations of tower design such as conductor size and phase-to-phase spacing do not fall into the category of insulation co-ordination procedure. Only the phase-to-earth clearance results from the insulation co-ordination procedure since it depends on the slow-front overvoltages (in range II). Lightning considerations may dictate the type of overhead ground wires and counterpoise wires but this is generally the result of a separate study based on keraunic levels. Thus the transmission line design is not usually specified in terms of standard insulation levels but rather in terms of tower dimensions.

H.2.1 *Step 1: determination of the representative overvoltages – values of U_{rp}*

The representative temporary and slow-front overvoltages are usually determined from system studies (transient network analyser or digital simulation or a combination of both). For this example, results from such studies confirmed the following values:

- temporary overvoltages: U_{rp} = 660 kV (r.m.s., phase-to-earth);
- slow-front overvoltages: U_{e2} = 1200 kV (peak, phase-to-earth; phase-peak method).

H.2.1.1 *Power-frequency and temporary overvoltages*

The high level of temporary overvoltage (1,5 p.u.) is associated with situations involving long lines radially fed after a major load rejection. For systems in range II, the two standard withstand voltages normally specified are the lightning and the switching impulse levels. The conversion of the required short-duration power-frequency withstand voltage into an equivalent required switching impulse withstand voltage is discussed under step 4 of this example.

H.2.1.2 *Slow-front overvoltages*

The slow-front overvoltage is related to line reclosing and is limited to about 2,0 p.u. by the use of closing resistors implemented on line circuit breakers.

The surge arrester rating is also determined from these same system studies (normally from the temporary overvoltage characteristics: amplitude and duration) and, for the particular case of this example, the following protection levels were determined:

- switching impulse protective level: U_{ps} = 1300 kV (peak value);
- lightning impulse protective level: U_{pl} = 1500 kV (peak value).

H.2.1.3 *Fast-front overvoltages*

The simplified statistical method for fast-front overvoltages will be used, leading directly to the co-ordination withstand voltage.

In this step and those that follow, only the phase-to-earth insulation is considered. Phase-to-phase insulation co-ordination will be treated at the end of the example as a separate item (see H.2.6).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.2 *Etape 2: détermination des tensions de tenue de coordination – valeurs de U_{cw}*

La tension de tenue de coordination s'obtient en appliquant aux surtensions représentatives un facteur de coordination (K_c), ce facteur étant soit K_{cd} pour la méthode déterministe ou K_{cs} pour la méthode statistique. La détermination des tensions de tenue doit donc être réalisée séparément pour les isolations internes (telles que les transformateurs) et pour les isolations externes.

H.2.2.1 *U_{cw} pour une isolation interne*

La valeur de U_{cw} pour une isolation interne est déterminée à cette étape pour les surtensions à fréquence industrielle, à front lent et à front rapide.

H.2.2.1.1 *U_{cw} pour les surtensions temporaires*

Pour cette classe de surtensions, la tension de tenue de coordination est égale à la surtension temporaire représentative (voir 3.3.1). Autrement dit le facteur de coordination est $K_c = 1$. Donc

– phase-terre: U_{cw} = 660 kV.

H.2.2.1.2 *U_{cw} pour les surtensions à front lent*

Pour les matériels protégés par parafoudres, la surtension maximale à front lent (et par conséquent la surtension représentative à front lent) est égale au niveau de protection au choc de manœuvre du parafoudre, soit 1300 kV.

Cette valeur de 1300 kV doit être ajustée par le coefficient de coordination K_{cd} pour tenir compte du biais de la distribution statistique des surtensions à front lent discuté en 3.3.2.1. On peut voir sur la figure 4 que pour un rapport U_{ps} / U_{e2} = 1300 / 1200 = 1,08, la valeur de K_{cd} est 1,03. Ainsi la tension de tenue de coordination pour les surtensions à front lent est 1340 kV:

– surtension représentative à front lent: U_{rp} = 1300 kV;
– facteur de coordination déterministe: K_{cd} = 1,03;
– tension de tenue de coordination: U_{cw} = 1340 kV.

H.2.2.1.3 *U_{cw} pour les surtensions à front rapide*

Pour les matériels protégés par parafoudres, la surtension à front rapide maximale (et donc la surtension représentative à front rapide) est égale au niveau de protection du parafoudre en choc de foudre, c'est-à-dire 1500 kV.

Cependant, on doit ajouter à cette valeur de 1500 kV une tension égale à $AL/(n\,(L_{sp} + L_a))$ conformément à l'équation (F.19) pour tenir compte de la distance L qui sépare le parafoudre du matériel à protéger, comme cela est expliqué en 2.3.4.5.

Les paramètres sont obtenus de la façon suivante:

– A: tiré du tableau F.2 (en supposant un faisceau de quatre conducteurs), A est égal à 11 000;

– n: le nombre minimal de lignes aériennes connectées est supposé égal à deux pour cet exemple;

– L: est égal à $a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ conformément à la figure 3, soit 40 m pour cet exemple;

– L_{sp}: la longueur de la première portée de ligne est supposée égale à 400 m pour cet exemple;

– L_a: longueur de la section de ligne aérienne avec un taux d'amorçage égal au taux de défaut acceptable. Si le taux de défaut acceptable est supposé égal à 1/(500 an) ou 0,002/an et si le taux d'amorçage dû à la foudre est de 0,15 / (100 km.an), on en déduit L_a = 1,3 km.

Il en résulte que le terme $AL/(n\,(L_{sp} + L_a))$ vaut 130 kV.

– Surtension représentative à front rapide: U_{rp} = 1500 kV.
– Valeur corrective pour les connexions: 130 kV.
– Tension de tenue de coordination: U_{cw} = 1630 kV.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.2 *Step 2: determination of the co-ordination withstand voltages – values of U_{cw}*

The co-ordination withstand voltage is obtained by applying a co-ordination factor (K_c) to the representative overvoltages, this factor being either K_{cd} for the deterministic method or K_{cs} for the statistical method. Thus the determination of the co-ordination withstand voltages must be carried out for internal insulation (such as transformers) and external insulation separately.

H.2.2.1 *U_{cw} for internal insulation*

In this step, the determination of U_{cw} for internal insulation is carried out for power-frequency, slow-front and fast-front overvoltages.

H.2.2.1.1 *U_{cw} for temporary overvoltages*

For this class of overvoltages, the co-ordination withstand voltage is equal to the representative temporary overvoltage (refer to 3.3.1). In other words the co-ordination factor K_c = 1. Therefore:

– phase-to-earth: U_{cw} = 660 kV.

H.2.2.1.2 *U_{cw} for slow-front overvoltages*

For equipment protected by surge arresters, the maximum slow-front overvoltage (and thus the slow-front representative overvoltage) is equal to the switching-impulse protective level of the surge arrester, namely 1300 kV.

This value of 1300 kV must be adjusted by the co-ordination factor K_{cd} to account for the skewing of the statistical distribution of the slow-front overvoltages as discussed in 3.3.2.1. It can be seen from figure 4 that for a ratio of U_{ps} / U_{e2} = 1,08 (1300/1200) the value of K_{cd} is 1,03. Hence, the co-cordination withstand voltage for slow-front surges is 1340 kV:

– representative slow-front overvoltage: U_{rp} = 1300 kV;
– deterministic co-ordination factor: K_{cd} = 1,03 kV;
– co-ordination withstand voltage: U_{cw} = 1340 kV.

H.2.2.1.3 *U_{cw} for fast-front overvoltages*

For equipment protected by surge arresters, the maximum fast-front overvoltage (and thus the fast-front representative overvoltage) is equal to the lightning-impulse protective level of the surge arrester, namely 1500 kV.

However, to this value of 1500 kV, one must add a voltage equal to $AL/(n\,(L_{sp} + L_a))$ according to equation (F.19) to take into account the separation distance L between the surge arrester and the protected equipment, as explained in 2.3.4.5.

The parameters are obtained as follows:

– A: from table F.2 (for an assumed four conductor bundle) is 11 000;
– n: the minimum number of connected overhead lines is assumed equal to two for this example;
– L: is equal to $a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ according to figure 3; is assumed equal to 40 m for this example;
– L_{sp}: length of the first line span is assumed equal to 400 m for this example;
– L_a: length of overhead line section with flashover rate equal to the acceptable failure rate. If the acceptable failure rate is assumed to be 1/(500 year) or 0,002/year and the line lightning flashover rate is 0,15/(100 km.year), then L_a is 1,3 km.

Then, the separation term $AL/(n(L_{sp} + L_a))$ is 130 kV.

– Representative fast-front overvoltage: U_{rp} = 1500 kV.
– Correction value for separation: 130 kV.
– Co-ordination withstand voltage: U_{cw} = 1630 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.2.2 *U_{cw} pour une isolation externe*

La détermination de la tension de tenue de coordination pour une isolation externe est réalisée pour les surtensions à front lent en utilisant une méthode statistique du fait de la nature de l'isolation. On peut aussi utiliser une méthode statistique pour les surtensions à front rapide, mais en général cela n'est pas nécessaire pour les tensions de la gamme II; voir H.2.2.2.2 ci-dessous.

H.2.2.2.1 *U_{cw} pour les surtensions temporaires*

Ce sont les mêmes que pour l'isolation interne (H.2.2.1.1).

H.2.2.2.2 *U_{cw} pour les surtensions à front lent*

La valeur du facteur de coordination statistique K_{cs} provient du choix d'un risque de défaillance de l'isolation dont l'expérience a prouvé qu'il était acceptable. La relation entre le risque de défaillance R et K_{cs} est présentée sur la figure 8 et, pour une valeur habituellement acceptable de R de l'ordre de 10^{-4}, la valeur de K_{cs} est de 1,15. La tension de tenue de coordination est donc U_{cw} = 1200 kV × 1,15 = 1380 kV:

– surtension statistique: U_{e2} = 1200 kV;
– facteur de coordination statistique: K_{cs} = 1,15;
– tension de tenue de coordination: U_{cw} = 1380 kV.

H.2.2.2.3 *U_{cw} pour les surtensions à front rapide*

La détermination de la tension de tenue de coordination aux surtensions à front rapide n'est pas nécessaire dans la mesure où la tenue au choc de foudre des distances minimales qui résulte de la tension de tenue aux surtensions de manœuvre est largement supérieure à la tenue qui serait définie uniquement par la tension spécifiée de tenue aux chocs de foudre pour l'isolation non autorégénératrice.

Ce point sera démontré à la fin de cet exemple, avec la question des distances phase-terre.

H.2.3 *Etape 3: détermination des tensions de tenue spécifiées – valeurs de U_{rw}*

La tension de tenue spécifiée s'obtient en appliquant le facteur de sécurité K_s à la tension de tenue de coordination comme cela est expliqué en 4.3.4. Les valeurs de K_s sont

– pour une isolation interne: K_s = 1,15;
– pour une isolation externe: K_s = 1,05.

Pour une isolation externe, on applique aussi un facteur K_a de correction atmosphérique (voir H.2.3.2 ci-dessous).

H.2.3.1 *U_{rw} pour l'isolation interne*

– U_{cw} pour les surtensions temporaires: U_{cw} = 660 kV;
– Facteur de sécurité: K_s = 1,15;
– U_{rw} pour les surtensions temporaires: U_{rw} = 759 kV;
– U_{cw} pour les surtensions à front lent: U_{cw} = 1340 kV;
– Facteur de sécurité: K_s = 1,15;
– U_{rw} pour les surtensions à front lent: U_{rw} = 1540 kV;
– U_{cw} pour les surtensions à front rapide: U_{cw} = 630 kV;
– Facteur de sécurité: K_s = 1,15;
– U_{rw} pour les surtensions à front rapide: U_{rw} = 1875 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.2.2 *U_{cw} for external insulation*

Determination of the co-ordination withstand voltage for external insulation is carried out for slow-front overvoltages using the statistical method because of the nature of the insulation. A statistical method could also be applied to fast-front overvoltages but this is generally not necessary for voltages in range II; refer to H.2.2.2.2 below.

H.2.2.2.1 *U_{cw} for temporary overvoltages*

These are the same as for the internal insulation (H.2.2.1.1).

H.2.2.2.2 *U_{cw} for slow-front overvoltages*

The value of the statistical co-ordination factor K_{cs} comes from choosing a risk of failure of the insulation that has been proven from experience to be acceptable. The relation between the risk of failure R and K_{cs} is shown in figure 8 and, for a usually acceptable value of R in the range of 10^{-4}, the value of K_{cs} is 1,15. Hence the co-ordination withstand voltage is U_{cw} = 1200 kV × 1,15 = 1380 kV:

– statistical overvoltage: U_{e2} = 1200 kV;
– statistical co-ordination factor: K_{cs} = 1,15;
– co-ordination withstand voltage: U_{cw} = 1380 kV.

H.2.2.2.3 *U_{cw} for fast-front overvoltages*

The determination of the co-ordination withstand voltage for fast-front overvoltage is not necessary since the lightning impulse withstand voltage of the minimum clearances that result from the switching impulse withstand voltage will be far in excess of those that should be determined solely by the lightning impulse withstand voltage required for the non-self-restoring insulation.

This is demonstrated at the end of this example when the question of air clearance to ground is discussed.

H.2.3 *Step 3: determination of the required withstand voltages – values of U_{rw}*

The required withstand voltage is obtained by applying a safety factor K_s to the co-ordination withstand voltage as explained in 4.3.4. The values of K_s are given as:

– for internal insulation: K_s = 1,15;
– for external insulation: K_s = 1,05.

For external insulation, an atmospheric correction factor K_a is also applied (refer to H.2.3.2 below).

H.2.3.1 *U_{rw} for internal insulation*

– U_{cw} for temporary overvoltages: U_{cw} = 660 kV;
– Safety factor: K_s = 1,15;
– U_{rw} for temporary overvoltages: U_{rw} = 759 kV;
– U_{cw} for slow-front overvoltages: U_{cw} = 1340 kV;
– Safety factor: K_s = 1,15;
– U_{rw} for slow-front overvoltages: U_{rw} = 1540 kV;
– U_{cw} for fast-front overvoltages: U_{cw} = 1630 kV;
– Safety factor: K_s = 1,15;
– U_{rw} for fast-front overvoltages: U_{rw} = 1875 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.3.2 U_{rw} *pour l'isolation externe*

Pour la fréquence industrielle, le facteur de correction atmosphérique sera déterminé en supposant qu'un essai de courte durée à fréquence industrielle sur des isolateurs pollués est nécessaire. Alors m = 0,5 et (en supposant une altitude de 1000 m) K_a = 1,063.

C'est ainsi que $U_{rw} = 660 \times 1{,}063 \times 1{,}05 = 737$ kV:

- U_{cw} pour les surtensions temporaires: U_{cw} = 660 kV ;
- Facteur de correction atmosphérique: K_a = 1,063 ;
- Facteur de sécurité : K_s = 1,05 ;
- U_{rw} pour les surtensions temporaires: U_{rw} = 737 kV.

Le facteur de correction atmosphérique K_a pour surtensions à front lent est fonction de l'altitude et est déterminé sur la base du principe expliqué en 4.2.2 et par l'équation (11). Pour H = 1000 m et m = 0,6 (d'après la figure 9), $K_a = e^{0{,}07} = 1{,}07$. Donc U_{rw} = 1380 kV $\times$ 1,07 $\times$ 1,05 = 1550 kV:

- U_{cw} pour les surtensions à front lent: U_{cw} = 1380 kV ;
- Facteur de correction atmosphérique: K_a = 1,07 ;
- Facteur de sécurité: K_s = 1,05 ;
- U_{rw} pour les surtensions à front lent: U_{rw} = 1550 kV.

H.2.4 *Etape 4: conversion en tension de tenue au choc de manœuvre (SIW)*

En se rapportant à l'article 5.1, la tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle est convertie en une tension de tenue au choc de manœuvre équivalente (SIW) conformément au tableau 3.

- Pour l'isolation interne: SIW = 759 $\times$ 2,3 = 1746 kV.
- Pour l'isolation externe: SIW = 737 $\times$ 1,7 = 1253 kV.

H.2.5 *Etape 5 : choix de niveaux d'isolement normalisés*

Les tensions de tenue normalisées U_w sont obtenues à partir des tensions de tenue spécifiées en choisissant la valeur plus élevée la plus proche dans la liste des valeurs normalisées de la CEI 71-1.

H.2.5.1 U_w *pour une isolation interne*

Pour tenir compte des surtensions temporaires, une tension de tenue au choc de manœuvre de 1750 kV serait nécessaire conformément à l'étape 4. Considérant cette exigence, plusieurs options sont possibles. Tout d'abord, une valeur de 1750 kV n'est pas normalisée dans la CEI 71-1, la plus forte étant 1550 kV, si bien qu'un essai au choc de manœuvre à une telle valeur serait considéré comme un cas particulier. Une autre option consiste à faire un autre essai, comme indiqué à l'article 5.4 de la CEI 71-1, pour vérifier la tenue de l'isolation interne à fréquence industrielle. Pour cet exemple, une tension d'essai minimale de 660 kV (1,5 p.u.) pendant une durée minimale de 1 min est nécessaire. Il est recommandé de se référer aux normes publiées par les comités de produits concernés (comme pour les transformateurs de puissance) qui donnent des informations plus détaillées pour de tels essais. Par exemple, pour éviter la saturation, un tel essai peut être pratiqué avec une source dont la fréquence est trois ou quatre fois la fréquence nominale. Des valeurs fixes sont aussi recommandées pour les tensions et durées associées aux différents cycles inclus dans un tel essai (comme 1,7 p.u. pendant 7200 périodes, suivi de 1,5 p.u. pendant 1 h).

- U_{rw} pour les surtensions à front lent: U_{rw} = 1540 kV.
- Tension de tenue normalisée au choc de manoeuvre: U_w = 1550 kV.
- U_{rw} pour les surtensions à front rapide: U_{rw} = 1875 kV.
- Tension de tenue normalisée au choc de foudre: U_w = 1950 kV.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.3.2 *U_{rw} for external insulation*

For power-frequency we will determine the atmospheric correction factor assuming we require a short-duration power-frequency test on polluted insulators, for which $m = 0,5$ and assuming $H = 1000$ m, $K_a = 1,063$.

Hence $U_{rw} = 660 \times 1,063 \times 1,05 = 737$ kV:

- U_{cw} for temporary overvoltages: $U_{cw} = 660$ kV;
- atmospheric correction factor: $K_a = 1,063$;
- safety factor: $K_s = 1,05$;
- U_{rw} for temporary overvoltage: $U_{rw} = 737$ kV.

The atmospheric correction factor K_a for slow-front overvoltages is based on the assumed altitude as explained in 4.2.2 and equation (11). For $H = 1000$ m and $m = 0,6$ (from figure 9), then $K_a = e^{0,07} = 1,07$. Hence $U_{rw} = 1380$ kV $\times 1,07 \times 1,05 = 1550$ kV:

- U_{cw} for slow-front overvoltages: $U_{cw} = 1380$ kV;
- atmospheric correction factor: $K_a = 1,07$;
- safety factor: $K_s = 1,05$;
- U_{rw} for slow-front overvoltages: $U_{rw} = 1550$ kV.

H.2.4 *Step 4: conversion to switching impulse withstand voltages (SIW)*

Referring to clause 5.1, the required short-duration power-frequency withstand voltages are converted to an equivalent switching impulse withstand voltage (SIW), according to table 3.

- For internal insulation: SIW = $759 \times 2,3 = 1746$ kV.
- For external insulation: SIW = $737 \times 1,7 = 1253$ kV.

H.2.5 *Step 5: selection of standard insulation levels*

The standard withstand voltages U_w are obtained from the required withstand voltages by choosing the next highest value from the standard values listed in IEC 71-1.

H.2.5.1 *U_w for internal insulation*

For the temporary overvoltage stresses, a switching withstand voltage of 1750 kV would be required according to step 4. Considering this last requirement, many options are available. At first, a value of 1750 kV is not standardized in IEC 71-1, the highest one being 1550 kV, so that a switching test at such a value would be considered as a special one. Another option is to realize an alternative test, as mentioned in 5.4 of IEC 71-1, to verify the withstand of internal insulation to power-frequency. For this example, an applied voltage test at a minimum value of 660 kV (1,5 p.u.) for a minimum duration of 1 min is required. It is recommended to refer to standards issued by the relevant apparatus committee (as for power transformers) which give more detailed information relative to such a test. For instance, to avoid saturation, such a test is performed with a source whose frequency is three or four times the nominal frequency. Also, fixed values are recommended for voltages and durations associated with the different cycles involved in such a test (such as 1,7 p.u. during 7200 periods followed by 1,5 p.u. for 1 h).

- U_{rw} for slow-front overvoltages: $U_{rw} = 1540$ kV.
- Standard switching-impulse withstand voltage: $U_w = 1550$ kV.
- U_{rw} for fast-front overvoltages: $U_{rw} = 1875$ kV.
- Standard lightning impulse withstand voltage: $U_w = 1950$ kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.5.2 U_w *pour une isolation externe*

La tension de tenue au choc de foudre de 1950 kV doit s'appliquer à l'isolation externe des matériels protégés par parafoudres tels que les transformateurs ou les bobines d'inductance.

Dans le cas de matériels éloignés des parafoudres tels que transformateurs de courant, disjoncteurs, sectionneurs et équipements du jeu de barres, la distance de séparation (voir 2.3.4.5) a une grande importance et il est décidé, pour cet exemple, de choisir la valeur de tension de tenue aux chocs de foudre immédiatement supérieure. La tension de tenue aux chocs de foudre de ces matériels est donc dans ce cas U_w = 2100 kV.

– U_{rw} pour les surtensions à front lent: U_{rw} = 1550 kV.
– Tension de tenue normalisée au choc de manoeuvre: U_w = 1550 kV.
– Tension de tenue normalisée au choc de foudre (matériel protégé): U_w = 1950 kV.
– Tension de tenue normalisée au choc de foudre (matériel non protégé): U_w = 2100 kV.

La tension normalisée de tenue au choc de manœuvre de 1550 kV est plus que suffisante pour couvrir la tension de tenue au choc de manœuvre nécessaire de 1253 kV équivalente aux exigences relatives à la fréquence industrielle (isolation externe).

H.2.6 *Considérations relatives à la coordination de l'isolement entre phases*

La tenue diélectrique entre phases de l'isolation externe d'un matériel triphasé fait habituellement l'objet d'essais avec des chocs égaux de polarité positive et négative. Les valeurs d'essais sont déterminées à partir de surtensions à front lent de polarité positive et négative (qui sont les plus contraignantes) comme expliqué en D.4. Ici, on suppose que B = 0,6 d'où on tire F_1 = 0,463 et F_2 = 0,074. Dans cet exemple, la valeur de B (B = tg ϕ) provient de la figure D.5 qui donne un angle d'inclinaison $\phi \cong 30°$ pour le matériel triphasé considéré (hauteur au-dessus du sol $\cong$ 16 m et distance entre phases $\cong$ 8 m). Les tensions d'essai spécifiées sont obtenues comme suit:

– surtension à front lent phase-terre: U_{e2} = 1200 kV;
– surtension à front lent entre phases: U_{p2} = 2040 kV.

La surtension à front lent phase-terre a été déterminée en H.2.1. La surtension à front lent entre phases provient de la figure 2 : pour U_{e2} = 1,92 p.u., le rapport U_{p2} / U_{e2} est de 1,7 ce qui donne U_{p2} = 2040 kV. L'équation (D.14) donne la surtension représentative entre phases:

$$U_{p2\text{-}re} = 2 (F_1 U_{p2} + F_2 U_{e2}) = 2067 \text{ kV}.$$

La tension de tenue de coordination entre phases s'obtient en appliquant un facteur de coordination K_{cs} = 1,15:

$$U_{p\text{-}cw} = K_{cs} U_{p2\text{-}re} = 2377 \text{ kV}.$$

La tension de tenue spécifiée entre phases est déterminée à partir du facteur de correction d'altitude K_a = 1,07 et du facteur de sécurité K_s = 1,05 (même procédure que pour l'isolation phase-terre, voir H.2.3):

$$U_{p\text{-}rw} = K_a K_s U_{p\text{-}cw} = 2670 \text{ kV}.$$

Les essais sont donc spécifiés à $\pm$ 1335 kV et comme ces valeurs ne sont pas normalisées, l'essai lui-même n'est pas normalisé dans la mesure où il n'y a que très peu de matériels triphasés à 735 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.2.5.2 *U_w for external insulation*

The lightning impulse withstand voltage of 1950 kV would apply to the external insulation of equipment protected by arresters, such as transformers and shunt reactors.

In the case of equipment remotely located from the surge arresters such as current transformers, circuit-breakers, disconnectors and buswork, the separation distance (see 2.3.4.5) has a greater impact and for this example it is decided to choose one step higher in the lightning impulse withstand voltage. Hence, for this equipment the standard lightning-impulse withstand voltage is U_w = 2100 kV.

– U_{rw} for slow-front overvoltages : U_{rw} = 1550 kV.
– Standard switching impulse withstand voltage: U_w = 1550 kV.
– Standard lightning impulse withstand voltage (protected equipment): U_w = 1950 kV.
– Standard lightning impulse withstand voltage (unprotected equipment): U_w = 2100 kV.

The standard switching impulse withstand voltage of 1550 kV is more than sufficient to cover the required switching impulse withstand voltage of 1253 kV converted from the power-frequency requirements (external insulation).

H.2.6 *Considerations relative to phase-to-phase insulation co-ordination*

The phase-to-phase dielectric strength of the external insulation of three-phase equipment is usually tested with equal impulses of positive and negative polarity. The actual test values are determined from a consideration of the positive and negative slow-front overvoltages (which are the most critical) as explained in D.4. Based on this subclause, the assumption is made that B = 0,6 from which F_1 = 0,463 and F_2 = 0,074. In this example, the value of B (B = tg ϕ) comes from figure D.5 which gives an inclination angle $\phi \cong 30°$ for the considered three-phase equipment (height above earth ≅ 16 m and phase-to-phase distance ≅ 8 m). The required test voltages are obtained as follows:

– phase-to-earth slow-front overvoltage: U_{e2} = 1200 kV;
– phase-to-phase slow-front overvoltage: U_{p2} = 2040 kV.

The phase-to-earth slow-front overvoltage was determined in H.2.1. The phase-to-phase slow-front overvoltage is found from figure 2: at U_{e2} = 1,92 p.u., the ratio of U_{p2} / U_{e2} is 1,7 which gives U_{p2} = 2040 kV. Equation (D.14) gives the phase-to-phase representative overvoltage:

$$U_{p2\text{-}re} = 2 (F_1 U_{p2} + F_2 U_{e2}) = 2067 \text{ kV}.$$

The co-ordination phase-to-phase withstand voltage is obtained applying a co-ordination factor K_{cs} = 1,15:

$$U_{p\text{-}cw} = K_{cs} U_{p2\text{-}re} = 2377 \text{ kV}.$$

The required phase-to-phase withstand voltage is based on an altitude correction factor K_a = 1,07 and a safety factor K_s = 1,05 (the same procedure as for phase-to-earth insulation, see H.2.3):

$$U_{p\text{-}rw} = K_a K_s U_{p\text{-}cw} = 2670 \text{ kV}.$$

Test values are thus specified as $\pm$ 1335 kV but, as these are not standard values, the test itself is not a standard test since there is very little three-phase equipment at the 735 kV level.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour les surtensions temporaires, la surtension représentative phase-terre trouvée par l'étape 1 est de 660 kV, ce qui conduit à une tension phase-phase de 1143 kV. Cela se traduit par une valeur identique pour la tension de tenue de coordination puisque K_c = 1,0 comme à l'étape 2. En appliquant les facteurs de sécurité et de correction atmosphérique, on obtient les tensions de tenue spécifiées:

– isolation interne: $U_{rw} = 1143 \times 1{,}15 = 1314$ kV ;

– isolation externe: $U_{rw} = 1143 \times 1{,}063 \times 1{,}05 = 1276$ kV.

Ces valeurs sont converties en tensions de tenue au choc de manœuvre phase-phase (SIW):

– isolation interne: SIW = $1314 \times 2{,}3 = 3022$ kV ;

– isolation externe: SIW = $1276 \times 1{,}7 = 2169$ kV.

La tension d'essai au choc de manœuvre de 2670 kV déterminée précédemment est satisfaisante pour couvrir les exigences de l'isolation externe à fréquence industrielle mais pas celles de l'isolation interne. Des procédures d'essais particulières telles que celles décrites en H.2.5.1 seraient nécessaires.

H.2.7 *Distances phase-terre*

On peut obtenir la distance phase-terre spécifiée pour le choc de manœuvre à partir du tableau A.2 et de la valeur de 1550 kV de la tension de tenue au choc de manœuvre normalisée.

Pour la configuration conducteur-structure (facteur d'intervalle pour front lent K = 1,35), la distance minimale est 4900 mm. Pour la configuration pointe-structure (facteur d'intervalle pour front lent $K < 1{,}15$), la distance minimale est 6400 mm. La tension tenue au choc de foudre de tels intervalles peut être évaluée à partir des formules de l'annexe G. En utilisant l'équation (G.7) pour obtenir le facteur d'intervalle équivalent pour le front rapide, on a:

– conducteur – structure: $K_{ff}^{+} = 0{,}74 + 0{,}26 \times 1{,}35 = 1{,}05$;

– pointe – structure : $K_{ff}^{+} = 0{,}74 + 0{,}26 \times 1{,}15 = 1{,}04$.

En prenant $K_{ff}^{+} = 1{,}04$ pour calculer au plus juste, on obtient, à partir des équations (G.6) et (7):

– $U_{50RP} = K_{ff}^{+}\ 530\ d = 1{,}04 \times 530 \times 4{,}9 = 2700$ kV

– $LIW = U_{50RP} - 1{,}3\ Z = U_{50RP}\ (1 - 1{,}3\ z) = 2700\ (1 - 1{,}3 \times 0{,}03) = 2595$ kV,

qui est bien au-dessus de la tension tenue normalisée au choc de foudre de 2100 kV de H.2.5.2.

H.2.8 *Distances entre phases*

On peut obtenir la distance spécifiée entre phases à partir de l'équation (D.12) qui donne $U_0^{+} = U^{+} + B\ U^{-}$ où U_0^{+} est une tension équivalente phase-terre qui représente l'effet d'une tension positive sur une phase (U^{+}) et négative sur une autre phase (U^{-}). A partir des résultats obtenus en H.2.6, pour des valeurs de $U^{+} = U^{-} = 1335$ kV, et de B = 0,6, on peut calculer U_0^{+}:

$$U_0^{+} = 1335 \times 1{,}6 = 2136 \text{ kV}$$

La valeur correspondante de U_{50} est : $U_{50} = U_{10} / 0{,}922 = 2317$ kV. On obtient d à partir des équations (G.3) et (G.5); avec un facteur d'intervalle K = 1,62 (configuration conducteur-conducteur) et K = 1,45 (configuration pointe – conducteur):

$$2317 = K\ 1080\ \ln\ (0{,}46\ d + 1)$$

d'où on tire la distance entre phases:

– conducteur-conducteur : d = 6,0 m;

– pointe-conducteur : d = 7,4 m.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For the temporary overvoltage, we have a representative overvoltage of 660 kV phase-to-earth from step 1 yielding a phase-to-phase voltage of 1143 kV. This results in the same value for the co-ordination withstand voltage since K_c = 1,0 as in step 2. Applying the safety factors and atmospheric correction factors, we obtain the required withstand voltages:

– internal insulation : $U_{rw} = 1143 \times 1{,}15 = 1314$ kV;

– external insulation : $U_{rw} = 1143 \times 1{,}063 \times 1{,}05 = 1276$ kV.

These are converted into phase-to-phase switching impulse withstand voltages (SIW):

– internal insulation : SIW = $1314 \times 2{,}3 = 3022$ kV;

– external insulation : SIW = $1276 \times 1{,}7 = 2169$ kV.

The previously determined switching impulse test voltage of 2670 kV is adequate to cover the external insulation power-frequency requirement but not the internal insulation. Special measures as described in H.2.5.1 would be required.

H.2.7 *Phase-to-earth clearances*

The required phase-to-earth clearance for switching impulses can be obtained from table A.2 and a standard switching impulse withstand voltage of 1550 kV.

For the conductor-structure configuration (slow-front gap factor K = 1,35), the minimum clearance is 4900 mm. For the rod-structure configuration (slow-front gap factor $K < 1{,}15$), the minimum clearance is 6400 mm. The lightning impulse withstand voltage of such clearances can be estimated from the formulae given in annex G. Using equation (G.7) to obtain the equivalent fast-front gap factors, we obtain:

– conductor-structure: $K_{ff}^{+} = 0{,}74 + 0{,}26 \times 1{,}35 = 1{,}05$;

– rod-structure: $K_{ff}^{+} = 0{,}74 + 0{,}26 \times 1{,}15 = 1{,}04$.

Using $K_{ff}^{+} = 1{,}04$ to be conservative, we obtain from equations (G.6) and (7):

– $U_{50RP} = K_{ff}^{+}\ 530\ d = 1{,}04 \times 530 \times 4{,}9 = 2700$ kV and

– LIW = $U_{50RP} - 1{,}3\ Z = U_{50RP}\ (1 - 1{,}3\ z) = 2700\ (1 - 1{,}3 \times 0{,}03) = 2595$ kV,

which is well above the standard lightning impulse withstand voltage of 2100 kV from H.2.5.2.

H.2.8 *Phase-to-phase clearances*

The required phase-to-phase clearance can be obtained from equation (D.12) which states that $U_0^{+} = U^{+} + BU^{-}$ where U_0^{+} is an equivalent phase-to-earth voltage that represents the effect of a positive voltage on one phase (U^{+}) and a negative voltage on the other phase (U^{-}). From the work carried out in H.2.6, with the values of $U^{+} = U^{-} = 1335$ kV and with B = 0,6, one can find U_0^{+} as:

$$U_0^{+} = 1335 \times 1{,}6 = 2136 \text{ kV}$$

The corresponding value of U_{50} is given by $U_{50} = U_{10} / 0{,}922 = 2317$ kV; d is obtained from equations (G.3) and (G.5) and for gap factors K = 1,62 (parallel conductor configuration) and K = 1,45 (rod-conductor configuration):

$$2317 = K\ 1080\ \ln\ (0{,}46\ d + 1)$$

from which phase-to-phase clearances are:

– conductor-conductor: d = 6,0 m;

– rod-conductor: d = 7,4 m.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A partir du tableau A.3, une tension de tenue normalisée au choc de manœuvre phase-terre de 1550 kV conduit à une distance normalisée minimale phase-phase de 7,6 m (conducteur-conducteur) et de 9,4 m (pointe-conducteur). Par conséquent, l'utilisation des distances calculées ci-dessus nécessiterait un essai spécial.

H.3 Exemple numérique pour postes de réseaux de distribution avec U_m jusqu'à 36 kV dans la gamme I

Pour le matériel de cette gamme de tension, la CEI 71-1 spécifie les tensions normalisées assignées de courte durée à la fréquence industrielle, ainsi que les tensions de tenue au choc de foudre. Ces valeurs sont présentées au tableau H.3 pour U_m = 24 kV, où elles ne constituent que des exemples et ne permettent pas une application d'ordre général.

Pour les besoins de cet exemple, on partira des données de base suivantes:

– la tension la plus élevée du réseau est: U_s = 24 kV;
– le niveau de pollution est léger;
– l'altitude est: H = 1000 m.

L'altitude choisie est supposée couvrir tous les sites possibles.

H.3.1 *Etape 1: détermination des surtensions représentatives – valeurs de U_{rp}*

H.3.1.1 *Surtensions temporaires et à fréquence industrielle*

En raison de la pratique consistant à mettre le neutre à la terre, les surtensions phase-terre les plus élevées sont provoquées par des défauts à la terre. La tension de réseau la plus élevée est souvent atteinte. Dans le présent exemple, la surtension temporaire représentative est la valeur présumée maximale égale à la tension la plus élevée du réseau 24 kV.

L'origine des surtensions entre phases est la perte de charge. Une perte de charge complète dans le réseau de distribution lui-même ne provoque pas de surtensions très fortes. Cependant, une perte de charge dans le réseau de transport auquel le réseau de distribution est raccordé peut nécessiter un examen. Dans le présent exemple, on suppose que la surtension temporaire due à la perte de charge atteint 1,15 fois la tension la plus élevée du réseau, soit $1{,}15 \times U_s$ = 27,6 kV ou approximativement 28 kV. Cette valeur est supposée être la plus forte contrainte de tension possible et est ainsi la surtension temporaire représentative entre phases U_{rp} = 28 kV.

H.3.1.2 *Surtensions à front lent*

Des telles surtensions peuvent résulter de défauts à la terre, de l'enclenchement ou du réenclenchement de ligne. Dans la mesure où les transformateurs de distribution demeurent généralement sous tension pendant un réenclenchement, et comme la refermeture n'est pas immédiate, la présence de charges piégées est improbable. Les surtensions dues au réenclenchement présentent donc la même distribution de probabilité que les surtensions à l'enclenchement. Les valeurs à 2 % du tableau H.3 ont été déterminées conformément à l'annexe D selon la méthode de valeur de crête par phase en prenant en compte des conditions d'exploitation habituelles pas de résistance de fermeture, un réseau-source de configuration complexe et aucune compensation parallèle. Les valeurs à 2 % sont prises égales à u_{e2} = 2,6 p.u entre phase et terre et à u_{p2} = 3,86 p.u. entre phases.

Comme la procédure déterministe de coordination de l'isolement est suffisante pour les réseaux de distribution et comme les parafoudres ne limitent généralement pas les surtensions à front lent dans cette gamme de tension, les surtensions représentatives à front lent U_{rp} sont considérées comme correspondant aux valeurs de troncature U_{et} et U_{pt} de la distribution statistique des surtensions. Avec les formules de l'annexe D, on obtient les valeurs de troncature u_{et} = 3,0 p.u. ce qui conduit à U_{rp} = 59 kV entre phase et terre et u_{pt} = 4,4 p.u., soit U_{pt} = 86 kV entre phases.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

From table A.3, a standard phase-to-earth switching impulse withstand voltage of 1550 kV leads to standard phase-to-phase minimum clearances of 7,6 m (conductor-conductor) and 9,4 m (rod-conductor). Therefore, use of the above-calculated clearances would require a special test.

H.3 Numerical example for substations in distribution systems with U_m up to 36 kV in range I

For equipment in this voltage range, IEC 71-1 specifies standard rated short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages. The selection of these values is illustrated in table H.3 for U_m = 24 kV, where the values are examples and not valid for general application.

For the purpose of this example, one will assume the following basic data:

- the highest system voltage is: U_s = 24 kV;
- the pollution level is: light;
- the altitude is: H = 1000 m.

The altitude level here is assumed to cover all possible locations.

H.3.1 *Step 1: determination of the representative overvoltages – values of U_{rp}*

H.3.1.1 *Power-frequency and temporary overvoltages*

Owing to the neutral earthing practice, the highest overvoltages phase-to-earth originate from earth faults. Values up to the highest system voltage are frequent. In this example the representative temporary overvoltage is the assumed maximum value equal to the highest system voltage 24 kV.

Overvoltages phase-to-phase originate from load rejections. A full load rejection in the distribution system itself does not cause substantial high overvoltages. However, a load rejection in the transmission system, to which the distribution system is connected, may have to be considered. In this example it is assumed that the load rejection temporary overvoltage reaches 1,15 times the highest system voltage, which is $1{,}15 \times U_s$ = 27,6 kV or approximately 28 kV. This value is assumed to be the highest possible voltage stress and thus is the representative temporary phase-to-phase overvoltage: U_{rp} = 28 kV.

H.3.1.2 *Slow-front overvoltages*

Overvoltages may originate from earth faults or line energization or re-energization. As distribution transformers usually remain connected during a re-energization of lines, and as the reclosing is not fast, the presence of trapped charges is improbable. The re-energization overvoltages, therefore, have the same probability distribution as those due to energization. The 2 % values in table H.3 are selected according to annex D for the phase-peak method taking into account the usual operation conditions, no closing resistors, complex feeding network and no parallel compensation. The 2 % values are assumed to be u_{e2} = 2,6 p.u. (phase-to-earth) and u_{p2} = 3,86 p.u (phase-to-phase).

As the deterministic insulation co-ordination procedure is sufficient for distribution systems and as surge arresters do not usually limit slow-front overvoltages in this voltage range, the representative slow-front overvoltages U_{rp} are considered to correspond to the truncation values U_{et} and U_{pt} of the overvoltage probability distributions. With the formulae of annex D the truncation values are obtained: u_{et} = 3,0 p.u. which leads to U_{rp} = 59 kV phase-to-earth and u_{pt} = 4,4 p.u. which leads to U_{pt} = 86 kV phase-to-phase.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.3.1.3 *Surtensions à front rapide*

Sauf en cas de manoeuvre de moteurs au moyen de certains disjoncteurs, on peut négliger les surtensions à front rapide dues à des manoeuvres.

Les postes reliés à des lignes aériennes sont soumis à des surtensions de foudre à front rapide transmises par ces lignes. La méthode statistique simplifiée décrite en F.4 est appliquée pour estimer les périodes de retour des surtensions de foudre représentatives. Aucune valeur n'est spécifiée et par conséquent aucune valeur ne peut être donnée dans le tableau H.3.

H.3.2 *Etape 2: détermination des tensions de tenue de coordination – valeurs de* U_{cw}

H.3.2.1 *Surtensions temporaires*

Comme les surtensions temporaires représentatives précédemment définies correspondent aux contraintes de tension présumées maximales, la procédure déterministe de coordination de l'isolement est applicable (voir article 3). Le facteur de coordination déterministe est $K_c = 1$ et les tensions tenues de coordination à fréquence industrielle U_{cw} qui en résultent correspondent aux surtensions représentatives U_{rp} ($U_{cw} = K_c\ U_{rp} = U_{rp}$).

H.3.2.2 *Surtensions à front lent*

Les tensions de tenue de coordination U_{cw} sont obtenues par: $U_{cw} = K_{cd}\ U_{rp}$. Le facteur de coordination déterministe est $K_{cd} = 1$ parce que la procédure de coordination de l'isolement est appliquée aux valeurs de troncature des distributions des surtensions (pas de biais comme dit en 3.3.2.1). Par conséquent, dans cet exemple, les valeurs des tensions de tenue de coordination sont les mêmes que celles des surtensions représentatives à front lent: U_{cw} = 59 kV entre phase et terre et U_{cw} = 86 kV entre phases.

H.3.2.3 *Surtensions à front rapide*

Pour la détermination des tensions de coordination de tenue au choc de foudre, on part des données suivantes:

– le niveau de protection contre les chocs de foudre assuré par le parafoudre est U_{pl} = 80 kV;

– quatre lignes sur poteaux en bois (n = 4) sont connectées au poste. En se rapportant au tableau F.2, la valeur correspondante pour le facteur A est 2700;

– le nombre observé de foudroiements de ces lignes est de 6/(100 km.an), soit, dans les unités conseillées $R_{km} = 6 \times 10^{-5}$/ (m.an);

– la longueur de portée est L_{sp} = 100 m;

– le taux de défaillance admissible est R_a = 1/400 an.

La pratique courante consiste à implanter des parafoudres à proximité des transformateurs de puissance. La distance entre parafoudre et appareil considéré peut donc être différente selon qu'il s'agit d'une isolation interne (exemple: 3 m) ou externe (exemple: 5 m). Les tensions de tenue de coordination U_{cw} peuvent donc varier en fonction du matériel considéré.

Avec ces valeurs, la partie de la ligne aérienne, dans laquelle le taux de foudroiement sera égal au taux de défaillance acceptable, sera conforme à l'équation (F.18):

$$L_a = 42 \text{ m}$$

Cela signifie que la protection contre les coups de foudre est nécessaire sur la première portée de la ligne aérienne.

Les tensions de coordination de tenue au choc de foudre sont obtenues conformément à l'équation (F.19). Les valeurs sont U_{cw} = 94 kV pour l'isolation interne (transformateur de puissance, distance du parafoudre = 3 m) et U_{cw} = 104 kV pour l'isolation externe la plus éloignée.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.3.1.3 *Fast-front overvoltages*

With the exception of motor switching by some type of circuit-breakers, fast-front overvoltages due to switching operations can be neglected.

Fast-front lightning overvoltages are transmitted on the lines connected to the substation. The simplified method described in F.4 is applied to estimate the return periods of the representative lightning overvoltage amplitudes. No reference value is specified and, therefore, no value can be given in table H.3.

H.3.2 *Step 2: determination of the co-ordination withstand voltages – values of* U_{cw}

H.3.2.1 *Temporary overvoltages*

As the previously defined representative temporary overvoltages correspond to the maximum assumed voltage stresses, the deterministic insulation co-ordination procedure is applicable (see clause 3). The deterministic co-ordination factor is $K_c = 1$ and the resulting co-ordination power-frequency withstand voltages U_{cw} correspond to the representative overvoltage values U_{rp} ($U_{cw} = K_c \ U_{rp} = U_{rp}$).

H.3.2.2 *Slow-front overvoltages*

The co-ordination withstand voltages U_{cw} are obtained as: $U_{cw} = K_{cd} \ U_{rp}$. The deterministic co-ordination factor is $K_{cd} = 1$ because the insulation co-ordination procedure is applied to the truncation values of the overvoltage distributions (no skewing effect as discussed in 3.3.2.1). Therefore, in this example, values of the co-ordination withstand voltages are the same as those for representative slow-front overvoltages: U_{cw} = 59 kV phase-to-earth and U_{cw} = 86 kV phase-to-phase.

H.3.2.3 *Fast front overvoltages*

For the determination of the co-ordination lightning impulse withstand voltages, the following values are assumed:

– the arrester lightning impulse protection level is U_{pl} = 80 kV;

– four wood-pole lines (n = 4) are connected to the station. Referring to table F.2, the corresponding value for the factor A is 2700;

– the observed overhead line outage rate is R_{km} = 6/(100 km.year) or in the recommended units $R_{km} = 6 \times 10^{-5}$/(m.year);

– the span length is L_{sp} = 100 m;

– the acceptable failure rate is R_a = 1/400 year.

As it is common practice to install arresters close to the power transformers, the separation distance may be different for internal insulation (example: 3 m) and external insulation (example: 5 m). Therefore, the co-ordination withstand voltages values U_{cw} may be different for different equipment.

With these values the overhead line section, in which the outage rate will be equal to the acceptable failure rate, will be in accordance with equation (F.18):

$$L_a = 42 \text{ m}$$

This means that protection is required for lightning strokes to the first span of the overhead line.

The co-ordination lightning impulse withstand voltages are obtained according to equation (F.19) as U_{cw} = 94 kV for internal insulation (power transformer, distance to the arrester = 3 m) and U_{cw} = 104 kV for the more distant external insulation.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.3.3 *Etape 3: détermination des tensions de tenue spécifiées – valeurs de U_{rw}*

On peut obtenir les tensions de tenue spécifiées en appliquant les facteurs de sécurité recommandés (voir 4.3.4) et la correction de l'altitude (voir 4.2.2). Pour l'exemple mentionné, on suppose que des postes de même configuration sont utilisés jusqu'à une altitude de 1000 m.

H.3.3.1 *Facteurs de sécurité*

Les facteurs de sécurité recommandés en 4.3.4 sont les suivants:

– pour l'isolation interne: K_s = 1,15;

– pour l'isolation externe: K_s = 1,05.

H.3.3.2 *Facteur de correction d'altitude*

Le facteur de correction d'altitude est défini en 4.2.2. Il est applicable seulement à l'isolation externe et sa valeur dépend de la forme de la surtension (paramètre m dans l'équation (11)).

– Pour la fréquence industrielle (isolateurs propres), m = 1,0.

– Pour les surtensions à front lent, la valeur de m dépend de la valeur de U_{cw}. Pour les valeurs de U_{cw} inférieures à 300 kV entre phase et terre ou 1200 kV entre phases, m = 1,0.

– Pour les surtensions à front rapide, m = 1,0 et K_a = 1,13.

H.3.3.3 *Surtensions temporaires*

– Entre phase et terre :
  - isolation interne ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 24 \times 1{,}15 = 28$ kV;
  - isolation externe ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 24 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 28$ kV.
– Entre phases :
  - isolation interne ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 28 \times 1{,}15 = 32$ kV;
  - isolation externe ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 28 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 33$ kV.

H.3.3.4 *Surtensions à front lent*

– Entre phase et terre:
  - isolation interne ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 59 \times 1{,}15 = 68$ kV;
  - isolation externe ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 59 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 70$ kV.
– Entre phases:
  - isolation interne ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 86 \times 1{,}15 = 99$kV;
  - isolation externe ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 86 \times 1{,}05$ x1,13 = 102 kV.

H.3.3.5 *Surtensions à front rapide*

– isolation interne ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 95 \times 1{,}15 = 109$ kV;

– isolation externe ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 95 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 125$ kV.

H.3.4 *Etape 4: Conversion vers les tensions de tenue normalisées de courte durée à fréquence industrielle et au choc de foudre*

Pour sélectionner les tensions de tenue normalisées dans le tableau 2 de la CEI 71-1, il convient de convertir les tensions spécifiées de tenue au choc de manoeuvre en tensions de tenue de courte durée à la fréquence industrielle et en tensions de tenue au choc de foudre en appliquant les facteurs de conversion d'essai du tableau 2 (pour l'isolation interne, on s'appuie sur les valeurs relatives à l'isolation liquide).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.3.3 *Step 3: determination of required withstand voltages – values of U_{rw}*

The required withstand voltages are obtained by applying the recommended safety factors (see 4.3.4) and the altitude correction (see 4.2.2). For the example given, it is assumed that substations of the same design shall be used up to altitudes of 1000 m.

H.3.3.1 *Safety factors*

The recommended safety factors from 4.3.4 are:

– for internal insulation : K_s = 1,15;

– for external insulation : K_s = 1,05.

H.3.3.2 *Altitude correction factor*

The altitude correction factor is defined in 4.2.2. It is applicable to the external insulation only and its value depends on the overvoltage shape (parameter *m* in equation (11)).

– For power-frequency (clean insulators), m = 1,0.

– For slow-front overvoltages, the value of m depends on the value of U_{cw}. For values of U_{cw} less than 300 kV phase-to-earth or 1200 kV phase-to-phase, m = 1,0.

– For lightning impulse withstand, m = 1,0 and K_a = 1,13.

H.3.3.3 *Temporary overvoltage*

– Phase-to-earth:
  - internal insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 24 \times 1{,}15 = 28$ kV;
  - external insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 24 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 28$ kV.

– Phase-to-phase:
  - internal insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 28 \times 1{,}15 = 32$ kV;
  - external insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 28 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 33$ kV.

H.3.3.4 *Slow-front overvoltage*

– Phase-to-earth:
  - internal insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 59 \times 1{,}15 = 68$ kV;
  - external insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 59 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 70$ kV.

– Phase-to-phase:
  - internal insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 86 \times 1{,}15 = 99$ kV;
  - external insulation ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 86 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 102$ kV.

H.3.3.5 *Fast-front overvoltage*

– internal insulation: ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}15 = 95 \times 1{,}15 = 109$ kV;

– external insulation: ⇒ $U_{rw} = U_{cw} \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 95 \times 1{,}05 \times 1{,}13 = 125$ kV.

H.3.4 *Step 4: conversion to standard short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages*

For the selection of the standard withstand voltages in table 2 of IEC 71-1, the required switching impulse withstand voltages are converted into short-duration power-frequency withstand voltages and into lightning impulse withstand voltages by applying the test conversion factors of table 2 (for internal insulation, factors corresponding to liquid-immersed insulation are selected).

--`,,`,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.3.4.1 *Conversion vers la tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle (SDW)*

– Phase-terre:
  - isolation interne ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,5 = 68 \times 0,5 = 34$ kV;
  - isolation externe ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,6 = 70 \times 0,6 = 42$ kV.

– Phase-phase:
  - isolation interne ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,5 = 99 \times 0,5 = 50$ kV ;
  - isolation externe ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,6 = 102 \times 0,6 = 61$ kV.

H.3.4.2 *Conversion vers la tension de tenue au choc de foudre (LIW)*

– Phase-terre:
  - isolation interne ⇒ LIW = $U_{rw} \times 1,10 = 68 \times 1,1 = 75$ kV ;
  - isolation externe ⇒ LIW = $U_{rw} \times 1,06 = 70 \times 1,06 = 74$ kV.

– Phase-phase:
  - isolation interne ⇒ LIW = $U_{rw} \times 1,10 = 99 \times 1,1 = 109$ kV ;
  - isolation externe ⇒ LIW= $U_{rw} \times 1,06 = 102 \times 1,06 = 108$ kV.

H.3.5 *Etape 5: choix des tensions tenues normalisées*

Le tableau 2 de la CEI 71-1 donne, pour U_m = 24 kV, une tension tenue normalisée de courte durée à fréquence industrielle de 50 kV. Cela est adéquat pour couvrir les exigences relatives aux surtensions temporaires et toutes les surtensions à front lent sauf les exigences relatives à l'isolation externe entre phases qui peuvent être résolues par des distances dans l'air adéquates. Le tableau 2 de la CEI 71-1 propose pour U_m = 24 kV trois valeurs possibles pour la tension tenue normalisée au choc de foudre. Le choix de la valeur de 125 kV couvre les exigences relatives au choc de foudre tout comme celles relatives à la tension tenue au choc de manœuvre pour l'isolation externe entre phases.

H.3.6 *Résumé de la procédure de coordination de l'isolement pour l'exemple H.3*

Le tableau H.3 résume les valeurs obtenues lors du déroulement de la procédure de coordination de l'isolement pour cet exemple relatif à une tension de service maximale U_s = 24 kV.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

H.3.4.1 *Conversion to short-duration power-frequency withstand voltage (SDW)*

– Phase-to-earth:
  - internal insulation ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,5 = 68 \times 0,5 = 34$ kV;
  - external insulation ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,6 = 70 \times 0,6 = 42$ kV.

– Phase-to-phase:
  - internal insulation ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,5 = 99 \times 0,5 = 50$ kV;
  - external insulation ⇒ SDW = $U_{rw} \times 0,6 = 102$ x $0,6 = 61$ kV.

H.3.4.2 *Conversion to lightning impulse withstand voltage (LIW)*

– Phase-to-earth:
  - internal insulation ⇒ LIW = $U_{rw} \times 1,10 = 68 \times 1,1 = 75$ kV;
  - external insulation ⇒ LIW = $U_{rw} \times 1,06 = 70 \times 1,06 = 74$ kV.

– Phase-to-phase:
  - internal insulation ⇒ LIW = $U_{rw} \times 1,10 = 99 \times 1,1 = 109$ kV;
  - external insulation ⇒ LIW = $U_{rw} \times 1,06 = 102 \times 1,06 = 108$ kV.

H.3.5 *Step 5: selection of standard withstand voltages*

Table 2 of IEC 71-1 gives for U_m = 24 kV a standard short-duration power-frequency withstand voltage of 50 kV. This is adequate to cover the requirements for temporary overvoltage and all slow-front overvoltages except the phase-to-phase requirement for external insulation which can be accommodated by adequate air clearances. Table 2 of IEC 71-1 provides three possible values for the standard lightning impulse withstand voltage for U_m = 24 kV. Selection of a value of 125 kV covers the lightning impulse requirement as well as the switching impulse withstand voltage for external phase-to-phase insulation.

H.3.6 *Summary of insulation co-ordination procedure for example H.3*

Table H.3 summarizes values obtained while completing the insulation co-ordination procedure for this example, for a considered maximum operating voltage U_s = 24 kV.

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

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Tableau H.3 – Valeurs relatives à la procédure de coordination de l'isolement pour l'exemple H.3

Type de surtension		Temporaire				Front lent				Front rapide	
		Phase-terre		Phase-phase		Phase-terre		Phase-phase		Phase-terre et phase-phase	
Isolation		Interne	Externe	Interne	Externe	Interne	Externe	Interne	Externe	Interne	Externe
Etape 1 Contraintes de tension représentatives en service	Valeurs de U_{rp}:	24 k	24 kV	28 kV	28 kV	59 kV	59 kV	86 kV	86 kV	—	—
Etape 2 Tensions de tenue de coordination	Valeurs de K_c ou K_{cd} : Valeurs de U_{cw} :	1,0 24 kV	1,0 24 kV	1,0 28 kV	1,0 28 kV	1,0 59 kV	1,0 59 kV	1,0 86 kV	1,0 86 kV	— 95 kV	— 105 kV
Etape 3 Tensions de tenue spécifiées	Facteur de sécurité K_s : Corrections d'altitude K_a : Valeurs de U_{rw} :	1,15 — 28 kV	1,05 1,13 28 kV	1,15 — 32 kV	1,05 1,13 33 kV	1,15 — 68 kV	1,05 1,13 70 kV	1,15 — 99 kV	1,05 1,13 102 kV	1,15 — 109 kV	1,05 1,13 125 kV
Etape 4 Tensions de tenue normalisées	1) Facteurs de conversion d'essai	Vers la courte durée à fréquence industrielle Vers le choc de foudre				0,5 1,10	0,6 1,06	0,5 1,10	0,6 1,06		
	2) Tensions de tenue spécifiées résultantes	Courte durée à fréquence industrielle Choc de foudre				34 kV 75 kV	42 kV 74 kV	50 kV 109 kV	61 kV 108 kV		
Etape 5	Choix des tensions de tenue normalisées	Courte durée à fréquence industrielle 50 KV								Choc de foudre 125 kV	

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Table H.3 – Values related to the insulation co-ordination procedure for example H.3

Type of overvoltage		Temporary				Slow-front				Fast-front	
		Phase-to-earth		Phase-to-phase		Phase-to-earth		Phase-to-phase		Phase-to-earth and phase-to-phase	
Insulation		Internal	External	Internal	External	Internal	External	Internal	External	Internal	External
Step 1 Representative voltage stresses in service	Values of U_{rp} :	24 kV	24 kV	28 kV	28 kV	59 kV	59 kV	86 kV	86 kV	—	—
Step 2 Co-ordination withstand voltages	Values of K_c or K_{cd} : Values of U_{cw} :	1,0 24 kV	1,0 24 kV	1,0 28 kV	1,0 28 kV	1,0 59 kV	1,0 59 kV	1,0 86 kV	1,0 86 kV	— 95 kV	— 105 kV
Step 3 Required withstand voltages	Safety factor K_s : Altitude correction K_a : Values of U_{rw} :	1,15 — 28 kV	1,05 1,13 28 kV	1,15 — 32 kV	1,05 1,13 33 kV	1,15 — 68 kV	1,05 1,13 70 kV	1,15 — 99 kV	1,05 1,13 102 kV	1,15 — 109 kV	1,05 1,13 125 kV
Step 4 Standard withstand voltages	1) Test conversion factors	To short-duration power-frequency To lightning impulse				0,5 1,10	0,6 1,06	0,5 1,10	0,6 1,06		
	2) Resulting required withstand voltages	Short duration power-frequency Lightning impulse				34 kV 75 kV	42 kV 74 kV	50 kV 109 kV	61 kV 108 kV		
Step 5	Selection of standard withstand voltages	Short-duration power-frequency 50 KV								Lightning impulse 125 kV	

Annexe J
(informative)

Bibliographie

[1] CIGRE GT 33.02, *Coordination des isolements entre phases – Première partie: Surtensions de manoeuvre dans les réseaux triphasés*, ELECTRA **64** 1979, pp. 138-158.

[2] CIGRE GT 13-02 *Les surtensions de manoeuvre dans les réseaux à très haute et à ultra-haute tension et, en particulier, les surtensions d'enclenchement et de réenclenchement des lignes de transport*, ELECTRA **30**, 1973, pp. 70-122.

[3] Hileman A. R., Roguin J. et Weck K. H., *Parafoudre à oxyde métallique dans les réseaux alternatifs – Partie V: Performance de protection des parafoudres à oxyde métallique*, ELECTRA **133**, 1990, pp. 132-144.

[4] CIGRE WG 33-07*, Guidelines for the evaluation of the dielectric strength of external insulation*, CIGRE brochure technique n° 72.

[5] CIGRE GT 33.03, *Coordination des isolements entre phases – Deuxième partie: Rigidité diélectrique vis-à-vis des surtensions de manoeuvre des isolements externes entre phases*, ELECTRA **64**, 1979, pp. 158-181.

[6] CIGRE GT 33.06, *Coordination des isolements entre phases – Troisième partie: Conception et essai des isolements entre phases*, ELECTRA **64**, 1979, pp. 182-210.

[7] CIGRE TF 33-03.03, *Coordination des isolements entre phases – Quatrième partie: L'influence de conditions hors normes sur la rigidité diélectrique, vis-à-vis des surtensions de manoeuvre, de l'isolation entre phases*, ELECTRA **64**, 1979, pp. 211-230.

[8] CIGRE WG 33.01*, Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines*, CIGRE brochure technique n° 63, 1991.

[9] A.J. Eriksson, K.H. Weck, *Simplified procedures for determining representative substation impinging ligntning overvoltages*, CIGRE 33-16, 1988.

[10] I. Kishizima, K. Matsumoto, Y. Watanabe, *New facilities for phase switching impulse tests and some test results*, IEEE PAS TO3 n° 6, June 1984 pp. 1211-1216.

[11] L. Paris, R. Cortina, *Switching and lightning impulse discharge characteristics of large air gaps and long insulation strings*, IEEE Trans on PAS, vol 87, n° 4, April 1968, p. 947-957.

———————

--`,,`,,-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex J
(informative)

Bibliography

[1] CIGRE WG 33.02, *Phase-to-phase Insulation Co-ordination: Part 1: Switching overvoltages in three-phase systems*, ELECTRA **64** (1979) pp. 138-158.

[2] CIGRE W.G. 13-02, *Switching overvoltages in EHV and UHV systems with special reference to closing and reclosing transmission lines*, ELECTRA **30** (1973) pp. 70-122.

[3] A.R. Hileman, J. Roguin, K.H. Weck, *Metaloxide surge arresters in AC systems – Part V: Protection performance of metal oxide surge arresters*, ELECTRA **133** 1990, pp. 132-144.

[4] CIGRE WG 33-07*, Guidelines for the evaluation of the dielectric strength of external insulation*, CIGRE technical brochure No. 72.

[5] CIGRE WG 33.03, *Phase-to-phase Insulation Co-ordination – Part 2: Switching impulse strength of phase-to-phase external insulation*, ELECTRA **64** 1979, pp. 158-181.

[6] CIGRE WG 33.06, *Phase-to-phase Insulation Co-ordination: Part 3: Design and testing of phase-to-phase insulation*, ELECTRA **64** 1979, pp. 182-210.

[7] CIGRE TF 33-03.03, *Phase-to-phase Insulation Co-ordination: Part 4: The influence of non-standard conditions on the switching impulse strength of phase-to-phase insulation*, ELECTRA **64** 1979, pp. 211-230.

[8] CIGRE WG 33.01, *Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines*, CIGRE technical brochure No. 63, 1991.

[9] A.J. Eriksson, K.-H. Weck, *Simplified procedures for determining representative substation impinging lightning overvoltages*, CIGRE report 33-16, 1988.

[10] I. Kishizima, K. Matsumoto, Y. Watanabe, *New facilities for phase switching impulse tests and some test results*, IEEE PAS TO3 No. 6, June 1984 pp. 1211-1216.

[11] L. Paris, R. Cortina, *Switching and lightning impulse discharge characteristics of large air gaps and long insulation strings*, IEEE Trans on PAS, vol 87, No. 4, April 1968, p. 947-957.

———————

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

Standards Survey

We at the IEC want to know how our standards are used once they are published.

The answers to this survey will help us to improve IEC standards and standard related information to meet your future needs

Would you please take a minute to answer the survey on the other side and mail or fax to:

Customer Service Centre (CSC)

International Electrotechnical Commission
3, rue de Varembé
Case postale 131

1211 Geneva 20
Switzerland

or

Fax to: CSC at +41 22 919 03 00

Thank you for your contribution to the standards making process.

Nicht frankieren
Ne pas affranchir

Non affrancare
No stamp required

A Prioritaire

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Customer Service Centre (CSC)
International Electrotechnical Commission
3, rue de Varembé
Case postale 131
1211 GENEVA 20
Switzerland

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

1.

No. of IEC standard:

.....

2.

Tell us why you have the standard. (check many as apply). I am:

- ☐ the buyer
- ☐ the user
- ☐ a librarian
- ☐ a researcher
- ☐ an engineer
- ☐ a safety expert
- ☐ involved in testing
- ☐ with a government agency
- ☐ in industry
- ☐ other.....

3.

This standard was purchased from?

.....

4.

This standard will be used (check as many as apply):

- ☐ for reference
- ☐ in a standards library
- ☐ to develop a new product
- ☐ to write specifications
- ☐ to use in a tender
- ☐ for educational purposes
- ☐ for a lawsuit
- ☐ for quality assessment
- ☐ for certification
- ☐ for general information
- ☐ for design purposes
- ☐ for testing
- ☐ other.....

5.

This standard will be used in conjunction with (check as many as apply):

- ☐ IEC
- ☐ ISO
- ☐ corporate
- ☐ other (published by.....)
- ☐ other (published by.....)
- ☐ other (published by.....)

6.

This standard meets my needs (check one)

- ☐ not at all
- ☐ almost
- ☐ fairly well
- ☐ exactly

7.

Please rate the standard in the following areas as (1) bad, (2) below average, (3) average, (4) above average, (5) exceptional, (0) not applicable:

- ☐ clearly written
- ☐ logically arranged
- ☐ information given by tables
- ☐ illustrations
- ☐ technical information

8.

I would like to know how I can legally reproduce this standard for:

- ☐ internal use
- ☐ sales information
- ☐ product demonstration
- ☐ other.....

9.

In what medium of standard does your organization maintain most of its standards (check one):

- ☐ paper
- ☐ microfilm/microfiche
- ☐ mag tapes
- ☐ CD-ROM
- ☐ floppy disk
- ☐ on line

9A.

If your organization currently maintains part or all of its standards collection in electronic media please indicate the format(s):

- ☐ raster image
- ☐ full text

10.

In what medium does your organization intend to maintain its standards collection in the future (check all that apply):

- ☐ paper
- ☐ microfilm/microfiche
- ☐ mag tape
- ☐ CD-ROM
- ☐ floppy disk
- ☐ on line

10A.

For electronic media which format will be chosen (check one)

- ☐ raster image
- ☐ full text

11.

My organization is in the following sector (e.g. engineering, manufacturing)

.....

12.

Does your organization have a standards library:

- ☐ yes
- ☐ no

13.

If you said yes to 12 then how many volumes:

.....

14.

Which standards organizations published the standards in your library (e.g. ISO, DIN, ANSI, BSI, etc.):

.....

15.

My organization supports the standards-making process (check as many as apply):

- ☐ buying standards
- ☐ using standards
- ☐ membership in standards organization
- ☐ serving on standards development committee
- ☐ other.....

16.

My organization uses (check one)

- ☐ French text only
- ☐ English text only
- ☐ Both English/French text

17.

Other comments:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

18.

Please give us information about you and your company

name: .....

job title:.....

company: .....

address:.....

.....

.....

.....

No. employees at your location:.....

turnover/sales:.....

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

Not for Resale

Enquête sur les normes

La CEI se préoccupe de savoir comment ses normes sont accueillies et utilisées.

Les réponses que nous procurera cette enquête nous aideront tout à la fois à améliorer nos normes et les informations qui les concernent afin de toujours mieux répondre à votre attente.

Nous aimerions que vous nous consacriez une petite minute pour remplir le questionnaire joint que nous vous invitons à retourner au:

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale
3, rue de Varembé
Case postale 131

1211 Genève 20
Suisse

Télécopie: IEC/CSC +41 22 919 03 00

Nous vous remercions de la contribution que vous voudrez bien apporter ainsi à la Normalisation Internationale

A Prioritaire

Nicht frankieren
Ne pas affranchir



Non affrancare
No stamp required

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Centre du Service Clientèle (CSC)
Commission Electrotechnique Internationale
3, rue de Varembé
Case postale 131
1211 GENÈVE 20
Suisse

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

1.

Numéro de la Norme CEI:

.....

2.

Pourquoi possédez-vous cette norme? (plusieurs réponses possibles). Je suis:

- ☐ l'acheteur
- ☐ l'utilisateur
- ☐ bibliothécaire
- ☐ chercheur
- ☐ ingénieur
- ☐ expert en sécurité
- ☐ chargé d'effectuer des essais
- ☐ fonctionnaire d'Etat
- ☐ dans l'industrie
- ☐ autres .....

3.

Où avez-vous acheté cette norme?

.....

4.

Comment cette norme sera-t-elle utilisée? (plusieurs réponses possibles)

- ☐ comme reférence
- ☐ dans une bibliothèque de normes
- ☐ pour développer un produit nouveau
- ☐ pour rédiger des spécifications
- ☐ pour utilisation dans une soumission
- ☐ à des fins éducatives
- ☐ pour un procès
- ☐ pour une évaluation de la qualité
- ☐ pour la certification
- ☐ à titre d'information générale
- ☐ pour une étude de conception
- ☐ pour effectuer des essais
- ☐ autres .....

5.

Cette norme est-elle appelée à être utilisée conjointement avec d'autres normes? Lesquelles? (plusieurs réponses possibles):

- ☐ CEI
- ☐ ISO
- ☐ internes à votre société
- ☐ autre (publiée par).....)
- ☐ autre (publiée par).....)
- ☐ autre (publiée par).....)

6.

Cette norme répond-elle à vos besoins?

- ☐ pas du tout
- ☐ à peu près
- ☐ assez bien
- ☐ parfaitement

7.

Nous vous demandons maintenant de donner une note à chacun des critères ci-dessous (1, mauvais; 2, en-dessous de la moyenne; 3, moyen; 4, au-dessus de la moyenne; 5, exceptionnel; 0, sans objet)

- ☐ clarté de la rédaction
- ☐ logique de la disposition
- ☐ tableaux informatifs
- ☐ illustrations
- ☐ informations techniques

8.

J'aimerais savoir comment je peux reproduire légalement cette norme pour:

- ☐ usage interne
- ☐ des renseignements commerciaux
- ☐ des démonstrations de produit
- ☐ autres .....

9.

Quel support votre société utilise-t-elle pour garder la plupart de ses normes?

- ☐ papier
- ☐ microfilm/microfiche
- ☐ bandes magnétiques
- ☐ CD-ROM
- ☐ disquettes
- ☐ abonnement à un serveur électronique

9A.

Si votre société conserve en totalité ou en partie sa collection de normes sous forme électronique, indiquer le ou les formats:

- ☐ format tramé (ou image balayée ligne par ligne)
- ☐ texte intégral

10.

Sur quels supports votre société prévoit-elle de conserver sa collection de normes à l'avenir (plusieurs réponses possibles):

- ☐ papier
- ☐ microfilm/microfiche
- ☐ bandes magnétiques
- ☐ CD-ROM
- ☐ disquettes
- ☐ abonnement à un serveur électronique

10A.

Quel format serait retenu pour un moyen électronique? (une seule réponse)

- ☐ format tramé
- ☐ texte intégral

11.

A quel secteur d'activité appartient votre société? (par ex. ingénierie, fabrication)

.....

12.

Votre société possède-t-elle une bibliothèque de normes?

- ☐ Oui
- ☐ Non

13.

En combien de volumes dans le cas affirmatif?

.....

14.

Quelle organisations de normalisation ont publiées les normes de cette bibliothèque (ISO, DIN, ANSI, BSI, etc.):

.....

15.

Ma société apporte sa contribution à l'élaboration des normes par les moyens suivants (plusieurs réponses possible):

- ☐ en achetant des normes
- ☐ en utilisant des normes
- ☐ en qualité de membre d'organisations de normalisation
- ☐ en qualité de membre de comités de normalisation
- ☐ autres .....

16.

Ma société utilise (une seule réponse)

- ☐ des normes en français seulement
- ☐ des normes en anglais seulement
- ☐ des normes bilingues anglais/ français

17.

Autres observations

.....

.....

.....

.....

.....

18.

Pourriez-vous nous donner quelques informations sur vous-mêmes et votre société?

nom .....

fonction.....

nom de la société .....

addresse.....

.....

.....

.....

nombre d'employés.....

chiffre d'affaires:.....

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

Not for Resale

Publications de la CEI préparées par le Comité d'Etudes n° 28

71: — Coordination de l'isolement.

71-1 (1993) Partie 1: Définitions, principes et règles.

71-2 (1996) Partie 2: Guide d'application.

72-3 (1982) Troisième partie: Coordination de l'isolement entre phases. Principes, règles et guide d'application.

664: — Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension.

664-1 (1992) Partie 1: Principes, prescriptions et essais.

664-3 (1992) Partie 3: Utilisation de revêtements pour réaliser la coordination de l'isolement des cartes imprimées équipées.

IEC publications prepared by Technical Committee No. 28

71: — Insulation co-ordination.

71-1 (1993) Part 1: Definitions, principles and rules.

71-2 (1996) Part 2: Application guide.

71-3 (1982) Part 3: Phase-to-phase insulation co-ordination. Principles, rules and application guide.

664: — Insulation coordination for equipment within low-voltage systems.

664-1 (1992) Part 1: Principles, requirements and tests.

664-3 (1992) Part 3: Use of coatings to achieve insulation coordination of printed board assemblies.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

ICS 29.080.01

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale