

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –
Part 24: Lightning protection**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 24: Protection contre la foudre**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2019 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –
Part 24: Lightning protection**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 24: Protection contre la foudre**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-8688-3

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

CONTENTS

FOREWORD.....	11
1 Scope.....	13
2 Normative references	13
3 Terms and definitions	15
4 Symbols and units	21
5 Abbreviated terms	24
6 Lightning environment for wind turbine	25
6.1 General.....	25
6.2 Lightning current parameters and lightning protection levels (LPL).....	25
7 Lightning exposure assessment.....	26
7.1 General.....	26
7.2 Assessing the frequency of lightning affecting a single wind turbine or a group of wind turbines.....	28
7.2.1 Categorization of lightning events	28
7.2.2 Estimation of average number of lightning flashes to a single or a group of wind turbines	28
7.2.3 Estimation of average annual number of lightning flashes near the wind turbine (N_M)	31
7.2.4 Estimation of average annual number of lightning flashes to the service lines connecting the wind turbines (N_L)	31
7.2.5 Estimation of average annual number of lightning flashes near the service lines connecting the wind turbine (N_I)	32
7.3 Assessing the risk of damage	33
7.3.1 Basic equation	33
7.3.2 Assessment of risk components due to flashes to the wind turbine (S1).....	34
7.3.3 Assessment of the risk component due to flashes near the wind turbine (S2)	34
7.3.4 Assessment of risk components due to flashes to a service line connected to the wind turbine (S3)	35
7.3.5 Assessment of risk component due to flashes near a service line connected to the wind turbine (S4)	35
8 Lightning protection of subcomponents.....	36
8.1 General.....	36
8.1.1 Lightning protection level (LPL)	36
8.1.2 Lightning protection zones (LPZ)	37
8.2 Blades	37
8.2.1 General	37
8.2.2 Requirements	37
8.2.3 Verification	38
8.2.4 Protection design considerations	38
8.2.5 Test methods.....	41
8.3 Nacelle and other structural components	42
8.3.1 General	42
8.3.2 Hub	42
8.3.3 Spinner.....	42
8.3.4 Nacelle	43
8.3.5 Tower	43
8.3.6 Verification methods	44

8.4	Mechanical drive train and yaw system	44
8.4.1	General	44
8.4.2	Bearings	44
8.4.3	Hydraulic systems	45
8.4.4	Spark gaps and sliding contacts	46
8.4.5	Verification	46
8.5	Electrical low-voltage systems and electronic systems and installations	47
8.5.1	General	47
8.5.2	Equipotential bonding within the wind turbine	51
8.5.3	LEMP protection and immunity levels	52
8.5.4	Shielding and line routing	53
8.5.5	SPD protection	54
8.5.6	Testing methods for system immunity tests	58
8.6	Electrical high-voltage (HV) power systems	58
9	Earthing of wind turbines	60
9.1	General	60
9.1.1	Purpose and scope	60
9.1.2	Basic requirements	60
9.1.3	Earth electrode arrangements	60
9.1.4	Earthing system impedance	61
9.2	Equipotential bonding	61
9.2.1	General	61
9.2.2	Lightning equipotential bonding for metal installations	61
9.3	Structural components	62
9.3.1	General	62
9.3.2	Metal tubular type tower	62
9.3.3	Metal reinforced concrete towers	62
9.3.4	Lattice tower	62
9.3.5	Systems inside the tower	63
9.3.6	Concrete foundation	63
9.3.7	Rocky area foundation	63
9.3.8	Metal mono-pile foundation	64
9.3.9	Offshore foundation	64
9.4	Electrode shape dimensions	64
9.5	Execution and maintenance of the earthing system	65
10	Personal safety	65
11	Documentation of lightning protection system	67
11.1	General	67
11.2	Documentation necessary during assessment for design evaluation	67
11.2.1	General	67
11.2.2	General documentation	67
11.2.3	Documentation for rotor blades	68
11.2.4	Documentation of mechanical systems	68
11.2.5	Documentation of electrical and electronic systems	68
11.2.6	Documentation of earthing and bonding systems	68
11.2.7	Documentation of nacelle cover, hub and tower lightning protection systems	68
11.3	Site-specific information	69
11.4	Documentation to be provided in the manuals for LPS inspections	69

11.5	Manuals	69
12	Inspection of lightning protection system	69
12.1	Scope of inspection	69
12.2	Order of inspections	70
12.2.1	General	70
12.2.2	Inspection during production of the wind turbine	70
12.2.3	Inspection during installation of the wind turbine	70
12.2.4	Inspection during commissioning of the wind turbine and periodic inspection	70
12.2.5	Inspection after dismantling or repair of main parts	71
12.3	Maintenance	72
Annex A	(informative) The lightning phenomenon in relation to wind turbines	73
A.1	Lightning environment for wind turbines	73
A.1.1	General	73
A.1.2	The properties of lightning	73
A.1.3	Lightning discharge formation and electrical parameters	73
A.1.4	Cloud-to-ground flashes	74
A.1.5	Upward initiated flashes	80
A.2	Lightning current parameters relevant to the point of strike	83
A.3	Leader current without return stroke	84
A.4	Lightning electromagnetic impulse, LEMP, effects	84
Annex B	(informative) Lightning exposure assessment	85
B.1	General	85
B.2	Methodology to estimate the average annual flashes or strokes to the wind turbines of a wind farm and upward lightning activity in wind turbines	85
B.2.1	General	85
B.2.2	Methodology to determine average annual flashes to turbines of a wind farm estimation by increase of the location factor to consider upward lightning from wind turbines	85
B.2.3	Upward lightning percentage in wind farms	89
B.3	Explanation of terms	89
B.3.1	Damage and loss	89
B.3.2	Composition of risk	91
B.3.3	Assessment of risk components	91
B.3.4	Frequency of damage	92
B.3.5	Assessment of probability, P_X , of damage	93
B.4	Assessing the probability of damage to the wind turbine	94
B.4.1	Probability, P_{AT} , that a lightning flash to a wind turbine will cause dangerous touch and step voltage	94
B.4.2	Probability, P_{AD} , that a lightning flash to the wind turbine will cause injury to an exposed person on the structure	95
B.4.3	Probability, P_B , that a lightning flash to the wind turbine will cause physical damage	96
B.4.4	Probability, P_C , that a lightning flash to the wind turbine will cause failure of internal systems	97
B.4.5	Probability, P_M , that a lightning flash near the wind turbine will cause failure of internal systems	97
B.4.6	Probability, P_U , that a lightning flash to a service line will cause injury to human beings owing to touch voltage	97
B.4.7	Probability, P_V , that a lightning flash to a service line will cause physical damage	98

B.4.8	Probability, P_W , that a lightning flash to a service line will cause failure of internal systems	99
B.4.9	Probability, P_Z , that a lightning flash near an incoming service line will cause failure of internal systems.....	99
B.4.10	Probability P_P that a person will be in a dangerous place	100
B.4.11	Probability P_e that equipment will be exposed to damaging event.....	100
B.5	Assessing the amount of loss L_X in a wind turbine	100
B.5.1	General	100
B.5.2	Mean relative loss per dangerous event.....	100
Annex C (informative)	Protection methods for blades	102
C.1	General.....	102
C.1.1	Types of blades and types of protection methods for blades	102
C.1.2	Blade damage mechanism	103
C.2	Protection methods	104
C.2.1	General	104
C.2.2	Lightning air-termination systems on the blade surface or embedded in the surface	105
C.2.3	Adhesive metallic tapes and segmented diverter strips	105
C.2.4	Internal down conductor systems.....	106
C.2.5	Conducting surface materials.....	106
C.3	CFRP structural components	107
C.4	Particular concerns with conducting components	108
C.5	Interception efficiency	109
C.6	Dimensioning of lightning protection systems	110
C.7	Blade-to-hub connection	112
C.8	WTG blade field exposure	113
C.8.1	General	113
C.8.2	Application.....	113
C.8.3	Field exposure.....	113
Annex D (normative)	Test specifications	114
D.1	General.....	114
D.2	High-voltage strike attachment tests	114
D.2.1	Verification of air termination system effectiveness.....	114
D.2.2	Initial leader attachment test.....	114
D.2.3	Subsequent stroke attachment test.....	124
D.3	High-current physical damage tests	128
D.3.1	General	128
D.3.2	Arc entry test.....	128
D.3.3	Conducted current test	133
Annex E (informative)	Application of lightning environment and lightning protection zones (LPZ)	138
E.1	Lightning environment for blades	138
E.1.1	Application.....	138
E.1.2	Examples of simplified lightning environment areas	138
E.1.3	Area transitions	140
E.2	Definition of lightning protection zones for turbines (not blades).....	140
E.2.1	General	140
E.2.2	LPZ 0	141
E.2.3	Other zones.....	142

E.2.4	Zone boundaries.....	143
E.2.5	Zone protection requirements	144
Annex F (informative) Selection and installation of a coordinated SPD protection in wind turbines		147
F.1	Location of SPDs	147
F.2	Selection of SPDs	147
F.3	Installation of SPDs	147
F.4	Environmental stresses of SPDs	148
F.5	SPD status indication and SPD monitoring in case of an SPD failure	149
F.6	Selection of SPDs with regard to protection level (U_p) and system level immunity	149
F.7	Selection of SPDs with regard to overvoltages created within wind turbines	149
F.8	Selection of SPDs with regard to discharge current (I_n) and impulse current (I_{imp}).....	149
Annex G (informative) Information on bonding and shielding and installation technique		151
G.1	Additional information on bonding	151
G.2	Additional information on shielding and installation technique	152
Annex H (informative) Testing methods for system level immunity tests		155
Annex I (informative) Earth termination system		160
I.1	General.....	160
I.1.1	Types of earthing systems	160
I.1.2	Construction	160
I.2	Electrode shape dimensions	162
I.2.1	Type of arrangement	162
I.2.2	Frequency dependence on earthing impedance	164
I.3	Earthing resistance expressions for different electrode configurations	165
Annex J (informative) Example of defined measuring points.....		168
Annex K (informative) Classification of lightning damage based on risk management		170
K.1	General.....	170
K.2	Lightning damage in blade	170
K.2.1	Classification of blade damage due to lightning	170
K.2.2	Possible cause of blade damage due to lightning.....	171
K.2.3	Countermeasures against blade damage due to lightning	172
K.3	Lightning damage to other components.....	174
K.3.1	Classification of damage in other components due to lightning	174
K.3.2	Countermeasures against lightning damage to other components	174
K.4	Typical lightning damage questionnaire	174
K.4.1	General	174
K.4.2	Sample of questionnaire	174
Annex L (informative) Monitoring systems.....		178
Annex M (informative) Guidelines for small wind turbines		180
Annex N (informative) Guidelines for verification of blade similarity		181
N.1	General.....	181
N.2	Similarity constraints.....	181
Annex O (informative) Guidelines for validation of numerical analysis methods.....		184
O.1	General.....	184
O.2	Blade voltage and current distribution	184
O.3	Indirect effects analysis	185

Annex P (informative) Testing of rotating components	186
P.1 General.....	186
P.2 Test specimen	186
P.2.1 Test specimen representing a stationary / quasi stationary bearing	186
P.2.2 Test specimen representing a rotating bearing	186
P.3 Test setup.....	186
P.3.1 Test set-up representing a stationary/quasi-stationary bearing	186
P.3.2 Test set-up representing a rotating bearing.....	187
P.4 Test procedure.....	188
P.5 Pass/fail criteria	189
Annex Q (informative) Earthing systems for wind farms	190
Bibliography.....	191
 Figure 1 – Collection area of the wind turbine	 30
Figure 2 – Example of collection area for a complete wind farm (A_{DWF}) with 10 wind turbines (black points) considering overlapping.....	30
Figure 3 – Collection area of wind turbine of height H_a and another structure of height H_b connected by underground cable of length L_c	33
Figure 4 – Examples of possible SPM (surge protection measures)	50
Figure 5 – Interconnecting two LPZ 1 using SPDs.....	51
Figure 6 – Interconnecting two LPZ 1 using shielded cables or shielded cable ducts.....	51
Figure 7 –Magnetic field inside an enclosure due to a long connection cable from enclosure entrance to the SPD	54
Figure 8 –Additional protective measures	55
Figure 9 – Examples of placement of HV arresters in two typical main electrical circuits of wind turbines	59
Figure A.1 – Processes involved in the formation of a downward initiated cloud-to-ground flash.....	75
Figure A.2 – Typical profile of a negative cloud-to-ground flash	76
Figure A.3 – Definitions of short stroke parameters (typically $T_2 < 2$ ms)	76
Figure A.4 – Definitions of long stroke parameters (typically $2 \text{ ms} < T_{\text{long}} < 1$ s).....	77
Figure A.5 – Possible components of downward flashes (typical in flat territory and to lower structures)	79
Figure A.6 – Typical profile of a positive cloud-to-ground flash.....	80
Figure A.7 – Processes involved in the formation of an upward initiated cloud-to-ground flash during summer and winter conditions.....	80
Figure A.8 – Typical profile of a negative upward initiated flash	81
Figure A.9 – Possible components of upward flashes (typical to exposed and/or higher structures)	82
Figure B.1 – Winter lightning world map based on LLS data and weather conditions.....	87
Figure B.2 – Detailed winter lightning maps based on LLS data and weather conditions	88
Figure B.3 – Ratio h/d description	88
Figure C.1 – Types of wind turbine blades	102
Figure C.2 – Lightning protection concepts for large modern wind turbine blades.....	105
Figure C.3 – Voltages between lightning current path and sensor wiring due to the mutual coupling and the impedance of the current path	108
Figure D.1 – Example of initial leader attachment test setup A.....	116

Figure D.2 – Possible orientations for the initial leader attachment test setup A.....	117
Figure D.3 – Definition of the blade length axis during strike attachment tests	118
Figure D.4 – Example of the application of angles during the HV test.....	118
Figure D.5 – Example of leader connection point away from test specimen.....	119
Figure D.6 – Initial leader attachment test setup B	120
Figure D.7 – Typical switching impulse voltage rise to flashover (100 μ s per division).....	122
Figure D.8 – Subsequent stroke attachment test arrangement	125
Figure D.9 – Lightning impulse voltage waveform	126
Figure D.10 – Lightning impulse voltage chopped on the front	126
Figure D.11 – HV electrode positions for the subsequent stroke attachment test.....	128
Figure D.12 – High-current test arrangement for the arc entry test.....	130
Figure D.13 – Typical jet diverting test electrodes	131
Figure D.14 – Example of an arrangement for conducted current tests.....	135
Figure E.1 – Examples of generic blade lightning environment definition.....	139
Figure E.2 – Rolling sphere method applied on wind turbine	142
Figure E.3 – Mesh with large mesh dimension for nacelle with GFRP cover	143
Figure E.4 – Mesh with small mesh dimension for nacelle with GFRP cover.....	143
Figure E.5 – Two cabinets both defined as LPZ 2 connected via the shield of a shielded cable.....	144
Figure E.6 – Example: division of wind turbine into different lightning protection zones.....	145
Figure E.7 – Example of how to document a surge protection measures (SPM) system by division of the electrical system into protection zones with indication of where circuits cross LPZ boundaries and showing the long cables running between tower base and nacelle.....	146
Figure F.1 – Point-to-point installation scheme	148
Figure F.2 – Earthing connection installation scheme.....	148
Figure G.1 – Two control cabinets located on different metallic planes inside a nacelle	151
Figure G.2 – Magnetic coupling mechanism.....	152
Figure G.3 – Measuring of transfer impedance.....	154
Figure H.1 – Example circuit of a SPD discharge current test under service conditions.....	156
Figure H.2 – Typical test set-up for injection of test current.....	158
Figure H.3 – Example circuit of an induction test for lightning currents.....	159
Figure I.1 – Minimum length (l_1) of each earth electrode according to the class of LPS	163
Figure I.2 – Frequency dependence on the impedance to earth	164
Figure J.1 – Example of measuring points.....	168
Figure K.1 – Recommended countermeasures schemes according to the incident classification.....	172
Figure K.2 – Blade outlines for marking locations of damage	177
Figure N.1 – Definitions of blade aerofoil nomenclature	183
Figure O.1 – Example geometry for blade voltage and current distribution simulations.....	184
Figure O.2 – Example geometry for nacelle indirect effects simulations	185
Figure P.1 – Possible test setup for a pitch bearing	186
Figure P.2 – Possible injection of test current into a pitch bearing.....	187
Figure P.3 – Possible test setup for a main bearing	188
Figure P.4 – Example measurement of the series resistance of the test sample.....	189

Table 1 – Maximum values of lightning parameters according to LPL (adapted from IEC 62305-1)	25
Table 2 – Minimum values of lightning parameters and related rolling sphere radius corresponding to LPL (adapted from IEC 62305-1).....	26
Table 3 – Collection areas A_L and A_I of service line depending on whether aerial or buried	33
Table 4 – Parameters relevant to the assessment of risk components for wind turbine (corresponds to IEC 62305-2)	36
Table 5 – Verification of bearing and bearing protection design concepts.....	45
Table 6 – LPS General inspection intervals.....	71
Table A.1 – Cloud-to-ground lightning current parameters	78
Table A.2 – Upward initiated lightning current parameters	82
Table A.3 – Summary of the lightning threat parameters to be considered in the calculation of the test values for the different LPS components and for the different LPL.....	83
Table B.1 – Recommended values of individual location factors.....	86
Table B.2 – Range of upward lightning activity as a function of winter lightning activity for wind farm located in flat terrain.....	89
Table B.3 – Values of probability, P_A , that a lightning flash to a wind turbine will cause shock to human beings owing to dangerous touch and step voltages (corresponds to IEC 62305-2)	94
Table B.4 – Values of reduction factor r_t as a function of the type of surface of soil or floor (corresponds to IEC 62305-2)	94
Table B.5 – Values of factor P_O according to the position of a person in the exposed area (corresponds to IEC 62305-2)	95
Table B.6 – Values of probability, P_{LPS} , depending on the protection measures to protect the exposed areas of the wind turbine against direct lightning flash and to reduce physical damage (corresponds to IEC 62305-2)	95
Table B.7 – Values of probability P_S that a flash to a wind turbine will cause dangerous sparking (corresponds to IEC 62305-2)	96
Table B.8 – Values of reduction factor r_D as a function of provisions taken to reduce the consequences of fire (corresponds to IEC 62305-2)	96
Table B.9 – Values of reduction factor r_f as a function of risk of fire of the wind turbine (corresponds to IEC 62305-2)	96
Table B.10 – Values of probability P_{LI} depending on the line type and the impulse withstand voltage U_W of the equipment (corresponds to IEC 62305-2)	100
Table B.11 – Loss values for each zone (corresponds to IEC 62305-2).....	101
Table B.12 – Typical mean values of L_T , L_D , L_F and L_O (corresponds to IEC 62305-2).....	101
Table C.1 – Material, configuration and minimum nominal cross-sectional area of air-termination conductors, air-termination rods, earth lead-in rods and down conductors ^a (corresponds to IEC 62305-3)	110
Table C.2 – Physical characteristics of typical materials used in lightning protection systems (corresponds to IEC 62305-1)	111
Table C.3 – Temperature rise [K] for different conductors as a function of W/R (corresponds to IEC 62305-1)	112
Table C.4 – Range of distribution of direct strikes from field campaigns collecting data on attachment distribution vs. the distance from the tip of wind turbine blades, 39 m to 45 m blades with and without CFRP.....	113
Table D.1 – Test current parameters corresponding to LPL I.....	132
Table D.2 – Test current parameters for winter lightning exposure testing (duration maximum 1 s)	132

Table D.3 – Test current parameters corresponding to LPL I.....	136
Table D.4 – Test current parameters corresponding to LPL I (for flexible paths).....	136
Table D.5 – Test current parameters for winter lightning exposure testing (duration maximum 1 s)	137
Table E.1 – Blade area definition for the example in concept A.....	140
Table E.2 – Blade area definition for the example in concept B.....	140
Table E.3 – Definition of lightning protection zones according to IEC 62305-1	141
Table F.1 – Discharge and impulse current levels for TN systems given in IEC 60364-5-53	150
Table F.2 – Example of increased discharge and impulse current levels for TN systems.....	150
Table I.1 – Impulse efficiency of several ground rod arrangements relative to a 12 m vertical ground rod (100 %).....	165
Table I.2 – Symbols used in Tables I.3 to I.6.....	165
Table I.3 – Formulae for different earthing electrode configurations	166
Table I.4 – Formulae for buried ring electrode combined with vertical rods	166
Table I.5 – Formulae for buried ring electrode combined with radial electrodes.....	167
Table I.6 – Formulae for buried straight horizontal electrode combined with vertical rods....	167
Table J.1 – Measuring points and resistances to be recorded	169
Table K.1 – Classification of blade damage due to lightning.....	171
Table K.2 – Matrix of blade damages due to lightning, taking account of risk management.....	173
Table K.3 – Classification of damage to other components due to lightning.....	174
Table L.1 – Considerations relevant for wide area lightning detection systems.....	178
Table L.2 – Considerations relevant for local active lightning detection systems	179
Table L.3 – Considerations relevant for local passive lightning detection systems.....	179
Table N.1 – Items to be checked and verified when evaluating similarity.....	182
Table P.1 – Test sequence for high current testing of rotating components	189

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –**Part 24: Lightning protection****FOREWORD**

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61400-24 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems.

This second edition cancels and replaces the first edition, published in 2010. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) it is restructured with a main normative part, while informative information is placed in annexes.

The text of this International Standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
88/709/FDIS	88/713/RVD

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

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

A list of all parts in the IEC 61400 series, published under the general title *Wind energy generation systems*, can be found on the IEC website.

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

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

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

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 24: Lightning protection

1 Scope

This part of IEC 61400 applies to lightning protection of wind turbine generators and wind power systems. Refer to Annex M guidelines for small wind turbines.

This document defines the lightning environment for wind turbines and risk assessment for wind turbines in that environment. It defines requirements for protection of blades, other structural components and electrical and control systems against both direct and indirect effects of lightning. Test methods to validate compliance are included.

Guidance on the use of applicable lightning protection, industrial electrical and EMC standards including earthing is provided.

Guidance regarding personal safety is provided.

Guidelines for damage statistics and reporting are provided.

Normative references are made to generic standards for lightning protection, low-voltage systems and high-voltage systems for machinery and installations and electromagnetic compatibility (EMC).

2 Normative references

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

IEC 60364-4-44, *Low-voltage electrical installations – Part 4-44: Protection for safety – Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances*

IEC 60364-5-53, *Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment – Isolation, switching and control*

IEC 60364-5-54, *Low-voltage electrical installations – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements and protective conductors*

IEC 60364-6, *Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification*

IEC TS 60479-1, *Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects*

IEC TR 60479-4, *Effects of current on human beings and livestock – Part 4: Effects of lightning strokes*

IEC 60664-1, *Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests*

IEC 61000 (all parts), *Electromagnetic compatibility (EMC)*

IEC 61000-4-5, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*

IEC 61000-4-9, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-9: Testing and measurement techniques – Impulse magnetic field immunity test*

IEC 61000-4-10, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-10: Testing and measurement techniques – Damped oscillatory magnetic field immunity test*

IEC TR 61000-5-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 5: Installation and mitigation guidelines – Section 2: Earthing and cabling*

IEC 61400-23, *Wind turbine generator systems – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades*

IEC 61587-3, *Mechanical structures for electronic equipment – Tests for IEC 60917 and IEC 60297 – Part 3: Electromagnetic shielding performance tests for cabinets and subracks*

IEC 61643-11, *Low-voltage surge protective devices – Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Requirements and test methods*

IEC 61643-12, *Low-voltage surge protective devices – Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Selection and application principles*

IEC 61643-21, *Low voltage surge protective devices – Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Performance requirements and testing methods*

IEC 61643-22, *Low-voltage surge protective devices – Part 22: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Selection and application principles*

IEC 61936-1, *Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules*

IEC TS 61936-2, *Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1,5 kV d.c. – Part 2: d.c.*

IEC 62305-1:2010, *Protection against lightning – Part 1: General principles*

IEC 62305-2:2010, *Protection against lightning – Part 2: Risk management*

IEC 62305-3:2010, *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard*

IEC 62305-4:2010, *Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures*

ITU-T K.20, *Resistibility of telecommunication equipment installed in a telecommunications centre to overvoltages and overcurrents*

ITU-T K.21, *Resistibility of telecommunications equipment installed in customer premises to overvoltages and overcurrents*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply. However, in general the definitions given in IEC 62305-1, IEC 62305-2, IEC 62305-3 and IEC 62305-4 will take precedence.

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

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

3.1

air-termination system

part of an external LPS using metallic elements such as rods, mesh conductors or catenary wires intended to intercept lightning flashes

3.2

average steepness

maximum current of the impulse I divided by the front time of the impulse T_1

Note 1 to entry: See Definitions 3.2 and 3.4 and Figure A.3.

3.3

bonding bar

metal bar on which metal installations, external conductive parts, electric power lines, telecommunication lines and other cables can be bonded to an LPS

3.4

collection area

A_d
area of ground surface that has the same annual frequency of direct lightning flashes as the structure

3.5

connecting leader

lightning leader developing from a structure as a response to an external electric field imposed either by a charged cloud overhead or by a downward leader approaching the structure

3.6

conventional earthing impedance

ratio of the peak values of the earth-termination voltage and the earth-termination current that, in general, do not occur simultaneously

3.7

coordinated SPD system

SPDs properly selected, coordinated and installed to form a system intended to reduce failures of electrical and electronic systems

Note 1 to entry: Coordination of SPD protection includes the connecting circuits to provide insulation coordination of complete systems.

3.8

down-conductor system

part of an external LPS intended to conduct lightning current from the air-termination system to the earth-termination system

3.9

downward flash

lightning flash initiated by a downward leader from cloud to earth

Note 1 to entry: A downward flash consists of a first impulse, which can be followed by subsequent impulses. One or more impulses may be followed by a long stroke.

3.10

earth electrode

part or a group of parts of the earth-termination system that provides direct electrical contact with and disperses the lightning current to the earth

3.11

earth-termination system

part of an external LPS that is intended to conduct and disperse lightning current into the earth

3.12

efficiency of a LPS

observed statistical number of strikes intercepted correctly (i.e. the interception efficiency) and conducted safely towards ground divided by the total number of strikes to the turbine/blade observed (in the field)

3.13

effectiveness of a LPS

observed statistical number of successful laboratory tests divided by the total number of laboratory tests

3.14

height

H

for a wind turbine, the highest point the blades reach, i.e. hub height plus rotor radius

3.15

external lightning protection system

part of the LPS consisting of an air-termination system, a down-conductor system and an earth-termination system

Note 1 to entry: The down conductor is often placed inside wind turbine blades.

3.16

flash charge

Q_{FLASH}

value resulting from the time integral of the lightning current for the entire lightning flash duration

3.17

front time

T_1

virtual parameter defined as 1,25 times the time interval between the instants when the 10 % and 90 % of the peak value are reached

Note 1 to entry: See Figure A.3.

3.18

foundation earth electrode

conductive part buried in the soil under a building foundation or, preferably, embedded in concrete of a building foundation, generally in form of a closed loop

3.19**ground flash density** N_G

number of lightning flashes per square kilometre per year in the region where the structure is located

3.20**high voltage**

voltage higher than 1,0 kV a.c. or higher than 1,5 kV d.c.

3.21**internal lightning protection system**

part of the LPS consisting of lightning equipotential bonding and/or electrical insulation of external LPS

Note 1 to entry: Compliance with the separation distance and the reduction of the electromagnetic effects of lightning current within the structure to be protected may be considered as parts of an internal lightning protection system.

3.22**interception efficiency**

probability with which the air-termination system of an LPS intercepts a lightning flash

3.23**leader connection point**

place in the air gap between test object and HV electrode where positive and negative leaders meet and the discharge is initiated

3.24**lightning current** i

current flowing at the point of strike

3.25**lightning electromagnetic impulse****LEMP**

all electromagnetic effects of lightning current via resistive, inductive and capacitive coupling that create surges and radiated electromagnetic fields

3.26**lightning equipotential bonding****EB**

bonding to LPS of separated metallic parts by direct conductive connections or via surge protective devices to reduce potential differences caused by lightning current

3.27**lightning flash to a wind turbine**

lightning flash to a structure

lightning flash striking a structure (wind turbine) to be protected

3.28**lightning flash to earth**

electric discharge of atmospheric origin between cloud and earth consisting of one or more strokes

Note 1 to entry: A negative flash lowers negative charge from the thundercloud to the earth. A positive flash results in positive charge being transferred from the thundercloud to the earth.

3.29

lightning protection level

LPL

number related to a set of lightning current parameter values relevant to the probability that the associated maximum and minimum design values will not be exceeded in naturally occurring lightning

Note 1 to entry: Lightning protection level is used to design protection measures according to the relevant set of lightning current parameters.

3.30

lightning protection system

LPS

complete system used to reduce physical damage due to lightning flashes to a structure

Note 1 to entry: It consists of both external and internal lightning protection systems but not measures taken to protect internal systems against the effects of LEMP.

3.31

lightning protection zone

LPZ

zone where the lightning electromagnetic environment is defined

Note 1 to entry: The zone boundaries of an LPZ are not necessarily physical boundaries (e.g. walls, floor and ceiling).

3.32

lightning stroke

single electrical discharge in a lightning flash to earth

3.33

line

power line or telecommunication line connected to the structure to be protected

3.34

long stroke

part of the lightning flash which corresponds to a continuing current

Note 1 to entry: The duration time T_{LONG} of this continuing current is typically more than 2 ms and less than 1 s (see Figure A.4).

3.35

magnetic shield

closed, metallic, grid-like or continuous screen enveloping the structure to be protected, or part of it, used to reduce failures of electrical and electronic systems

Note 1 to entry: The protection effect of a magnetic shield is achieved through attenuation of the magnetic field.

3.36

metal installations

extended metal items in the structure, which may form a path for lightning current, such as the nacelle bed plate, elevator guide rails and wires, ladders, platforms and interconnected reinforcing steel

3.37

multiple strokes

lightning flash consisting on average of 3 to 4 strokes, with typical time interval between them of about 50 ms

Note 1 to entry: Events having up to a few dozen strokes with intervals between them ranging from 10 ms to 250 ms have been reported.

3.38**natural component of LPS**

conductive component installed not specifically for lightning protection that can be used in addition to the LPS, or in some cases could provide the function of one or more parts of the LPS

Note 1 to entry: Examples of the use of this term include:

- natural air termination;
- natural down conductor;
- natural earthing electrode.

3.39**number of dangerous events due to flashes to a structure** N_D

expected average annual number of dangerous events due to lightning flashes to a structure

3.40**peak value** I

maximum value of the lightning current

3.41**point of strike**

point where a lightning flash strikes the earth or a protruding structure (e.g. structure, LPS, line, tree)

Note 1 to entry: A lightning flash may have more than one point of strike.

3.42**receptor**

form of air termination on wind turbine blades, for example discrete metal studs through the blade surface connected to a down conductor system

3.43**risk** R

probable average annual loss due to lightning, in a structure or in a considered zone of the structure

3.44**separation distance**

necessary distance between a conductor carrying partial lightning current and other conductive parts to avoid dangerous sparking

3.45**personal safety distance**

separation distance as defined in IEC 62305-3, as a minimum, to avoid uncontrolled flashovers to persons in the turbine

3.46**short stroke**

part of the lightning flash that corresponds to an impulse current

Note 1 to entry: This current has a time T_2 to the half peak value on the tail typically less than 2 ms (see Figure A.3).

Note 2 to entry: For power lines, a suitable test current I_n is defined in the Class II test procedure of IEC 61643-11.

3.47 specific energy

W/R

value resulting from time integral of the square of the lightning current for the entire flash duration

Note 1 to entry: It represents the energy dissipated by the lightning current in a unit resistance.

3.48 surge

transient created by LEMP that appears as an overvoltage and/or an overcurrent

Note 1 to entry: Surges caused by LEMP can arise from (partial) lightning currents, from induction effects in installation loops and as residual surges downstream of SPD.

Note 2 to entry: Surges can arise from other sources such as switching operations or fuses operating.

3.49 surge protection measures SPM

measures taken to protect internal systems against the effects of LEMP

Note 1 to entry: This is part of the overall lightning protection.

3.50 surge protective device SPD

device intended to limit transient overvoltages and divert surge currents; contains at least one nonlinear component

Note 1 to entry: An SPD is a complete assembly, having appropriate connecting means.

3.51 tolerable risk

R_T

maximum value of the risk that can be tolerated for the structure to be protected

3.52 upward flash

lightning flash initiated by an upward leader from an earthed structure to cloud

Note 1 to entry: An upward flash consists of a first long stroke with or without multiple superimposed impulses. One or more impulses may be followed by a long stroke.

3.53 voltage protection level

U_P

maximum voltage to be expected at the SPD terminals due to an impulse stress with defined voltage steepness and an impulse stress with a discharge current with given amplitude and waveshape

Note 1 to entry: The voltage protection level is given by the manufacturer and may not be exceeded by:

- the measured limiting voltage, determined for front-of-wave sparkover (if applicable) and the measured limiting voltage, determined from the residual voltage measurements at amplitudes up to I_n and/or I_{imp} respectively for test classes II and/or I;
- the measured limiting voltage determined for the combination wave measurements up to U_{oc} for test class III.

4 Symbols and units

A_D	Collection area of lightning flashes to an isolated structure
A_{Deff}	Effective collection area of flashes to an isolated structure using effective height
A_{DWF}	Collection area of lightning flashes to a wind farm
A_L	Collection area of lightning flashes to a service line
A_I	Collection area of lightning flashes near a service line
A_M	Area of influence for lightning flashes near a structure
C_s	Latent heat of melting
C_t	Total value of structure in currency
C_w	Thermal capacity
C	Mean value of possible loss
C_E	Environmental factor
C_D	Location factor
C_{DWL}	Location factor due to winter lightning activity
C_{DC}	Location factor due to complexity of local terrain
C_{DH}	Location factor due the height above sea level
C_T	Correction factor for an HV/LV transformer on the service line
D_{1D}	Electric shock resulting from direct strike to human beings
D_{1T}	Electric shock to human beings resulting from resistive and inductive coupling
D_2	Dangerous sparking triggering fire or explosion
D_3	Surges due to all sources of damage
H	Height of the wind turbine
H_{eff}	Height of the wind turbine including local terrain variations
h_z	Factor increasing the loss when a special hazard is present
i	Current
I	Peak current
I_n	Nominal test current; discharge current
I_t	Current in cable shield
I_{imp}	Impulse test current
IC	Intra cloud lightning
di/dt	Time derivative of current, average steepness
$di/dt_{30/90 \%}$	Current steepness between points of 30 % and 90 % peak amplitude on front
L_{AD}	Loss related to injury to human beings by electric shock resulting from direct strike to those human beings (flashes to structure)
L_{AT}	Loss related to injury to human beings by electric shock resulting from resistive and inductive coupling (flashes to structure)
L_B	Loss related to physical damage to a structure (flashes to structure)
L_C	Loss related to failure of internal systems (flashes to structure)
L_D	Typical mean ratio of persons injured by direct lightning stroke relative to the total number of persons exposed in the zone, due to one dangerous event
L_{F1}	Typical mean ratio of persons injured by fire or explosion relative to the total number of persons in the zone, due to one dangerous event

L_{F2}	Typical mean ratio of physical damage of social relevance by fire or explosion relative to the maximum amount of damage of social relevance in the zone, due to one dangerous event
L_M	Loss related to failure of internal systems (lightning flashes near structure)
L_O	Typical mean ratio of persons injured by failure of internal systems relative to the total number of persons in the zone, due to one dangerous event
L_T	Typical mean ratio of persons injured by touch and step voltages relative to the total number of persons in the zone, due to one dangerous event
L_{UT}	Loss related to injury to human beings by electric shock resulting from resistive and inductive coupling (flashes to line)
L_V	Loss related to physical damage to a structure (flashes to line)
L_W	Loss related to failure of internal systems (flashes to line)
L_X	Loss consequent to damages
L_Z	Loss related to failure of internal systems (flashes near a line)
L_1	Injury to living beings
L_2	Physical damage to the structure and its content
L_3	Failure of electrical and electronic systems
N_D	Number of dangerous events due to lightning flashes to a structure per annum
N_X	Number of dangerous events per annum
N_d	Number of dangerous events due to flashes to structure
N_M	Number of dangerous events due to flashes near a structure
N_L	Number of dangerous events due to flashes near a line
N_L	Number of dangerous events due to flashes to a line
$N_{d,x}$	Number of lightning flashes to a structure at the "x" end of a line per annum
N_G	Annual lightning ground flash density
$N_{G\ LLS}$	Ground flash density obtained from lightning location system
$N_{G\ corrected}$	Corrected ground flash density obtained from lightning location system
N_{SG}	Annual lightning ground strike-point density
N_t	Total (ground CG + cloud IC) density of optical flashes per annum
P_{AT}	Probability that a flash to a structure will cause dangerous touch and step voltage
P_{AD}	Probability that a flash to a structure will strike a person
P_B	Probability of physical damage to a structure (flashes to a structure)
P_C	Probability of failure of internal systems (flashes to a structure)
P_{LD}	Probability that lightning flashes to a service line will cause failure of internal systems
P_{LI}	Probability that lightning flashes near a service line will cause failure of internal systems
P_M	Probability of failure of internal systems (flashes near a structure)
P_{SPD}	Probability that an apparatus will be damaged, in spite of protection by a coordinated SPD system
P_U	Probability of injury to human beings by electric shock (flashes to a connected line)
P_V	Probability of physical damage to a structure Probability of failure of internal systems (flashes to connected line)

P_W	Probability of failure of internal systems (flashes to connected line)
P_X	Probability of damage
P_Z	Probability of failure of internal systems (flashes near a connected line)
r_t	Reduction factor associated with the type of surface soil
r_f	Factor reducing the loss due to physical damage depending on the risk of fire
r_p	Factor reducing the loss due to physical damage depending on provisions taken
R	Risk
r	Rolling sphere radius
R_S	Cable shield resistance per unit length
R_T	Tolerable risk
R_X	Risk component for a structure
S	Spacing between earth rods
T_p	Time in hours per annum in which persons are present in a dangerous place
t or T	Time
Δt	Time interval
T_X	Time parameter
t_{long}	Time duration of long stroke
u_a, u_c	Anode or cathode voltage drop
U_C	Voltage between shield and wires of cable
U_W	Impulse withstand voltage
U_p	Voltage protection level
Q	Charge of the lightning current
Q_{flash}	Flash charge
Q_{short}	Short stroke charge
Q_{long}	Long stroke charge
W/R	Specific energy
Z_T	Transfer impedance
α	Temperature coefficient of the resistance (1/K)
γ	Material density
μ_0	Permeability of air (vacuum)
Φ	Magnetic flux
ρ	Resistivity
ρ_0	Specific ohmic resistance at ambient temperature
θ	Temperature
θ_0	Start temperature
θ_s	Melting temperature
θ_u	Ambient temperature
A	Ampere
C	Coulomb
$^{\circ}\text{C}$	Degrees Celsius
H	Henry

K	Kelvin
S	Siemens
g	Gram
Hz	Hertz
J	Joule
m	Metre
Ω	Ohm
s	Second
V	Volt
Wb	Weber
W	Watt

5 Abbreviated terms

AC	alternating current
CFRP	carbon fibre reinforced plastic
CG	cloud to ground lightning
DE	detection efficiency
EB	lightning equipotential bonding
EGM	electro geometrical model
EMC	electromagnetic compatibility
GFRP	glass fibre reinforced plastic
IC	intra-cloud lightning
LEMP	lightning electromagnetic impulse
LLS	lightning location system
LPE	lightning protection environment
LPL	lightning protection level
LPS	lightning protection system
LPZ	lightning protection zone
LV	low voltage
HV	high voltage
OCPD	overcurrent protection device
PE	protective earth
QA	quality assurance system
SCIG	squirrel cage induction generator
SEMP	switching electromagnetic impulse
SPD	surge protective device
SPM	surge protection measures
WRIG	wound rotor induction generator
WTG	wind turbine generator

6 Lightning environment for wind turbine

6.1 General

The lightning environment for wind turbines in terms of lightning current parameter values to be used for dimensioning, analysis and testing of the lightning protection systems is defined in IEC 62305-1.

An informative discussion of the lightning phenomenon in relation to wind turbines is included in Annex A.

6.2 Lightning current parameters and lightning protection levels (LPL)

In IEC 62305-1, four lightning protection levels (I to IV) are introduced. For each LPL, a set of maximum and minimum lightning current parameters is fixed.

The maximum values of lightning current parameters relevant to LPL I will not be exceeded with a probability of 99 %. The maximum values of lightning current parameters relevant to LPL I are reduced to 75 % for LPL II and to 50 % for LPL III and IV (linear for I , Q and di/dt , but quadratic for W/R). The time parameters are unchanged.

**Table 1 – Maximum values of lightning parameters according to LPL
(adapted from IEC 62305-1)**

Current parameters		Symbol	Unit	LPL			
				I	II	III	IV
First positive short stroke	Peak current	I	kA	200	150	100	
	Charge	Q_{SHORT}	C	100	75	50	
	Specific energy	W/R	MJ / Ω	10	5,6	2,5	
	Time parameters	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	10/350			
First negative short stroke ^a	Peak current	I	kA	100	75	50	
	Average steepness	di/dt	kA / μs	100	75	50	
	Time parameters	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	1/200			
Subsequent short stroke	Peak current	I	kA	50	37,5	25	
	Average steepness	di/dt	kA / μs	200	150	100	
	Time parameters	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	0,25 / 100			
Long stroke	Charge	Q_{LONG}	C	200	150	100	
	Time parameter	T_{LONG}	s	0,5			
Flash	Charge	Q_{FLASH}	C	300	225	150	

^a First negative stroke concerns only calculations and not testing.

^a First negative stroke concerns only calculations and not testing.

The maximum values of lightning current parameters for the different lightning protection levels are given in Table 1 and are used to design lightning protection components (e.g. cross-section of conductors, thickness of metal sheets, current loading capability of SPDs, separation against dangerous sparking) and to define test parameters simulating the effects of lightning on such components (see Annex D and IEC 62305-1).

For wind turbines placed in certain geographical areas where they are exposed to high numbers of upward lightning, particularly during winter, it may be relevant to increase the required durability of air termination systems (e.g. receptors) with regard to flash charge to more than lightning protection level I, $Q_{\text{flash}} = 300 \text{ C}$, as this parameter decides the wear (melting) of materials and therefore influences the need for maintenance of air termination systems, spark gaps etc. (i.e. components subject to erosion due to arcing). In locations exposed to winter lightning, charge levels may reach $Q_{\text{flash}} = 600 \text{ C}$ due to upward winter lightning. In addition, the exposure and thereby the number of incidents between maintenance needs to be considered (see Clause 7 and Annex B for further information. Table D.2 provides test current parameters for winter lightning).

Although derived for application for lightning protection on land, the lightning parameters given in Table 1 shall also be used for offshore wind turbines, as there is no evidence of lightning parameters being significantly different offshore.

NOTE 1 Protection against lightning whose maximum and minimum exceed those relevant to LPL I needs more efficient measures, which can be selected on an individual basis but always following this document (in terms of design guidance and tests).

NOTE 2 Cigré Brochure 549, Lightning Parameters for Engineering Applications, 2013, provides information about upward lightning [1]¹.

NOTE 3 The statistical basis for the 600C representing the 99 percentile of the charge in upward winter lightning is available in [2].

The minimum values of lightning current amplitude for the different LPLs are used to derive the rolling sphere radius in order to define the lightning protection zone LPZ θ_B , which is not exposed to lightning attachment. The minimum values of lightning current parameters together with the related rolling sphere radius are given in Table 2. They are used for positioning of the air termination system and to define the lightning protection zone LPZ θ_B .

Table 2 – Minimum values of lightning parameters and related rolling sphere radius corresponding to LPL (adapted from IEC 62305-1)

Interception criteria			LPL			
	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Minimum peak current	I	kA	3	5	10	16
Rolling sphere radius	r	m	20	30	45	60

7 Lightning exposure assessment

7.1 General

Lightning exposure assessment is used to determine two things:

- 1) The LPL necessary for the particular exposure, defining the maximum design requirement and test levels for the verification tests in Annex D.
- 2) The annual occurrence of lightning events used to define the required lifetime of wearing components and subsystems. The expected impact (occurrence and severity) shall be aligned with inspection, maintenance and replacement intervals.

If LPL I is chosen for the design by default, the risk exposure assessment does not need to include this part. Only the assessment of annual exposure for the turbine and site and the risk of injury to living beings shall be conducted and documented. Refer to Annex K for guidance on classification of lightning damage based on risk management.

¹ Figures in square brackets refer to the Bibliography.

Wind turbines are tall structures and are often placed in such a way that they are very exposed to lightning. It has long been recognised that wind turbines generally need to be protected against lightning as a precaution against economical losses due to damage and loss of revenue, as protection against hazards to living beings (primarily service personnel) and as a means to reduce the maintenance required.

The design of any lightning protection system shall take into account the risk of lightning flashes striking and/or damaging the structure in question. Lightning damage to an unprotected wind turbine can take the form of damage to the blades, to the mechanical parts and to the electrical and control systems. Furthermore, people in and around wind turbines are exposed to hazards from step/touch voltages or explosions and fires caused by a lightning flash.

The goal of any lightning protection system is to reduce the hazards to a tolerable level R_T . The tolerable level is based on an acceptable risk if human safety is involved. If the risk is below the level acceptable for humans then the need for further protection may be based on a purely economic analysis, which is done by assessing the cost of the lightning protection system against the cost of the damage it will prevent over a certain period.

It is the responsibility of the authority having jurisdiction to identify the value of tolerable risk. A representative value of tolerable risk R_T , where lightning flashes may cause risk of loss of human life or permanent injuries is $10^{-5} \text{ year}^{-1}$.

NOTE 1 Values for tolerable risk are given in IEC 62305-2.

The risk of lightning flashes attaching to any structure is a function of structure height, the local topography and the local level of lightning activity. Risks associated with lightning can be assessed in detail in accordance with IEC 62305-2.

Assessing the frequency of lightning, as described in 7.2 follows the principles described in IEC 62035-2.

Lightning risk predictions require the estimation of lightning flashes to or near wind turbines and their service lines. During the last years, estimation of direct lightning flashes to wind turbines has been an object of discussion. The number of lightning flashes to wind turbines in a wind farm is difficult to predict because of the high influence of local topography together with local lightning activity. Moreover, wind turbines experience both downward and upward lightning in different percentages at different locations. A methodology used to estimate the total number of lightning flashes to the turbines of a wind farm as well as the percentage of upward flashes are described in Clause B.2.

Information about local lightning conditions should be collected whenever possible (for example at locations where upward lightning may pose a special threat, such as in mountains and in areas with winter lightning).

NOTE 2 Information about the worldwide occurrence of winter lightning is included in Annex B.

As a word of caution, such a risk assessment will never be more accurate than the information entered into the calculation, and furthermore, because the assessment is probabilistic, because lightning occurrence information is statistical averages, and because the lightning event in itself is stochastic in nature, the user should not expect very accurate short-term prediction of the number of lightning events for individual wind turbines or wind farms. However, a risk assessment does make it possible to evaluate the risk reduction achieved by applying lightning protection and will allow comparison of risks for different wind turbine projects. Further details are provided in Annex B.

7.2 Assessing the frequency of lightning affecting a single wind turbine or a group of wind turbines

7.2.1 Categorization of lightning events

The average annual number of dangerous events that may endanger a wind turbine may be separated into:

- N_D due to lightning flashes to the wind turbine [year^{-1}];
- N_M due to lightning flashes near the wind turbine (within 350 m) [year^{-1}];
- N_L due to lightning flashes to the service lines connecting the wind turbine, i.e. the power cable and the communication cable connecting the wind turbine [year^{-1}];
- N_I due to lightning flashes near the service lines connecting the wind turbine, i.e. the power cable and the communication cable connecting the wind turbine [year^{-1}];
- N_{DJ} due to lightning flashes to an adjacent wind turbine or another adjacent structure at the far end of the service lines connecting the wind turbine in question [year^{-1}].

7.2.2 Estimation of average number of lightning flashes to a single or a group of wind turbines

7.2.2.1 General

The effect of flashes with multiple ground strike-points is to double the values of lightning ground flash density N_G in accordance with IEC 62858 and hence:

$$N_{SG} = 2N_G \quad (1)$$

where

N_{SG} is the lightning ground strike-point density [$\text{km}^{-2} \cdot \text{year}^{-1}$];

N_G is the lightning ground flash density [$\text{km}^{-2} \cdot \text{year}^{-1}$].

NOTE Some lightning location systems LLS can directly give N_{SG} .

The average annual frequency of lightning flashes attaching to a wind turbine or a group of wind turbines can be assessed as:

$$N_D = N_{SG} \cdot A_D \cdot C_D \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

Where

N_{SG} is the lightning ground strike-point density per km^2 per year;

A_D is the equivalent collection area of the structure [m^2];

C_D is the location factor of the structure.

NOTE In areas with isolated tall structures, a more accurate evaluation of N_D may be advisable. Further information may be provided by NCs.

A detailed description of each of the parameters composing Equation (2) is found in 7.2.2.3 and 7.2.2.4.

Before describing the different parameters, it is very important to note that, for complex environmental conditions, high prediction errors can occur because of increase in collection area (by means of effective height) or location factor. Guidelines on how to estimate the average number of lightning flashes can be found in Clause B.2.

7.2.2.2 Annual average ground flash density N_G

When assessing the frequency of lightning flashes to a structure, the collection of data detailing the local ground flash density (N_G) is necessary.

NOTE 1 Particularly high and standalone structures can alter the lightning density at ground in their vicinity. The designer can investigate further with the LLS provider.

In areas without ground-based lightning location systems or lightning flash counters, the recommended estimate of ground flash density in temperate regions with limited accuracy is

$$N_G = 0,25 \cdot N_t \quad (3)$$

where N_t is the total (ground CG + cloud IC) density of optical flashes per km² per year, obtained through NASA's website [3].

NOTE 2 In most areas of the world, an indication of lightning activity can be obtained from observations of lightning optical transients. Satellite-based sensors respond to all types of lightning with relatively uniform coverage in all areas. With sufficient averaging, optical transient density data provide better estimates of ground flash density than thunder observations, which have a wide range of relations between ground flash density and thunderstorm hours or thunderstorm days. There are also regional variations in the ratio of ground flashes (CG) to total flashes (CG + IC).

Local ground flash density (N_G) with a higher accuracy can be obtained from Lightning Location System (LLS) data suppliers. When higher precision is required, it is necessary to correct local ground flash density (N_G) as:

$$N_{G\text{corrected}} = \frac{N_{G\text{LLS}}}{DE} \quad (4)$$

where

$N_{G\text{corrected}}$ is the corrected annual average ground flash density considering detection efficiency of the LLS [km⁻²·year⁻¹];

$N_{G\text{LLS}}$ is the annual average ground flash or density obtained from the LLS [km⁻²·year⁻¹];

DE is the flash or stroke detection efficiency per unit of the LLS-Network in the area of interest [p.u.].

NOTE 3 In general, long duration currents in upward lightning without any superimposed impulse currents are not detected by a typical LLS; only strokes in upward lightning with impulse currents can be detected by an LLS. Hence, detection efficiency from LLS for upward lightning generated by wind turbines is much lower than for downward lightning. Therefore, the ground flash or stroke density from LLS usually does not consider all upward lightning events.

NOTE 4 The detection efficiency, DE, can be discussed with the lightning location system data provider. A detection efficiency of one can be considered for a simple and low-precision estimation of this parameter.

NOTE 5 Further guidance on how to use lightning location systems for estimating lightning densities can be found in IEC 62858.

7.2.2.3 Collection area of a single wind turbine and a group of wind turbines A_D

The collection area of a structure is defined as an area of ground surface which has the same annual frequency of lightning ground flashes as the structure. For isolated structures, the equivalent collection area is the area enclosed with a borderline obtained from the intersection between the ground surface and a straight line with a 1:3 slope which passes from the upper parts of the structure (touching it there) and rotating around it.

It is recommended that all wind turbines are modelled as a tall mast with a height equal to the hub height plus one rotor radius. This is recommended for wind turbines with any type of blades including blades made solely from non-conductive material such as glass-fibre reinforced plastic.

Figure 1 shows the collection area produced by a wind turbine placed on flat ground. Clearly this is a circle with a radius of three times the turbine height.

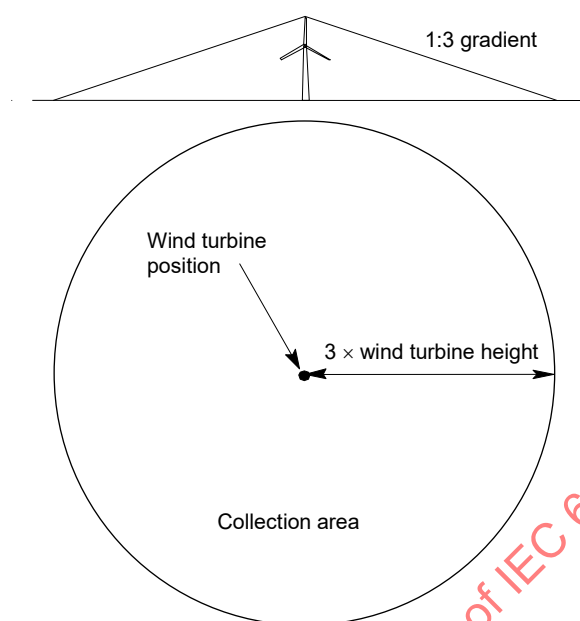


Figure 1 – Collection area of the wind turbine

The following Equation (5) can therefore be used when estimating the annual number of lightning flashes to a single wind turbine placed on flat ground (i.e. $C_D = 1$).

$$N_D = N_{SG} \cdot A_D \cdot C_D \cdot 10^{-6} = N_{SG} \cdot 9\pi \cdot H^2 \cdot 10^{-6} \quad (5)$$

where

H is the height of the wind turbine [m].

The collection area of a complete wind farm (A_{DWF}) should consider the overlap with neighbouring wind turbines. In such cases, the collection areas should simply be divided between the turbines where the 1:3 gradient lines from the top of the wind turbines intersect without taking into account height differences of the surrounding terrain. Figure 2 shows a general example of collection area for a wind farm composed of 10 wind turbines represented as points:

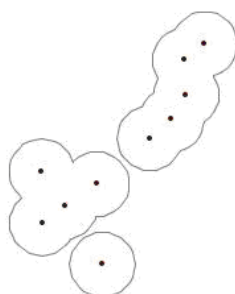


Figure 2 – Example of collection area for a complete wind farm (A_{DWF}) with 10 wind turbines (black points) considering overlapping

7.2.2.4 Location factor C_D

Wind farms are located in different weather conditions and in different topographical regions. Wind farm location may have a high impact on the number of average annual lightning flashes to the wind turbines. Certain conditions lead to an increase of upward lightning being triggered from wind turbines or an increase of the number of downward lightning. The local topography of a mountain (mountain shape) and the height above sea level can have a high influence on the total number of lightning events during both warm and cold seasons. Moreover, winter lightning occurring during the cold season promotes the inception of upward lightning from tall structures. To estimate with higher accuracy the average annual frequency of lightning flashes attaching to a wind turbine or a group of wind turbines (N_D), it is recommended to increase the location factor to take into account the influence of local weather and topographical effects.

The three parameters mentioned previously (winter lightning activity, terrain complexity and effective height above sea level) are difficult to quantify and can vary significantly from site to site (see Annex B for further information). This is because winter thunderstorms have different features at different locations, and mountainous or hilly terrains can present multiple shapes and heights. Height above sea level where a wind farm is placed and cloud charge centre height can also have an influence during winter thunderstorms.

Wind farms placed offshore can also increase the average annual frequency of lightning flashes attaching to a wind turbine or a group of wind turbines (N_D), and it may be necessary to assign a higher location factor.

7.2.3 Estimation of average annual number of lightning flashes near the wind turbine (N_M)

Wind turbines may be endangered by lightning flashes near the wind turbine:

$$N_M = 0,5 \cdot N_{SG} \cdot A_M \cdot 10^{-6} \quad (6)$$

where

N_{SG} is the lightning ground strike-point density per km² per year;

A_M is the equivalent collection area of flashes striking near the structure (m²).

The equivalent collection area A_M extends to a line located at a conventional distance of 350 m from the perimeter of the structure:

$$A_M = 350 \cdot 2 \cdot (L + W) + \pi \cdot 350^2 \quad (6.1)$$

When proper lightning protection is applied to a wind turbine and the service lines connecting it, it may be assumed that the protection also includes protection against damage to the wind turbine due to lightning flashes near the wind turbine and due to lightning flashes near service lines connecting the wind turbine.

NOTE N_M can be neglected for wind turbines with a total height of more than 100 metres. In this case, the conventional distance of 350 m is usually covered by direct strikes.

7.2.4 Estimation of average annual number of lightning flashes to the service lines connecting the wind turbines (N_L)

Large wind turbines are usually connected to a high-voltage power cable collection system and also usually connected to an external control centre via a communication line, both these service lines may be affected by lightning flashes to the service line or near to it (see Figure 3). In case the communication line is an optical fibre connection (which is recommended), the risk of lightning damaging the communication line may be neglected.

The number of lightning flashes to a service line connecting a wind turbine can be assessed in accordance with IEC 62305-2, Annex A as:

$$N_L = N_{SG} \cdot A_L \cdot C_I \cdot C_E \cdot C_T \cdot 10^{-6} \quad (7)$$

where

- N_L is the number of overvoltages of amplitude not lower than 1 kV (1/year) on the line section;
- N_{SG} is the lightning ground strike-point density per km² per year;
- A_L is the collection area of lightning flashes to the service line [m²] – see Table 3;
- C_I is the installation factor of the line: 1 for aerial, and 0,3 for buried (see IEC 62305-2 for more differentiated values of C_I);
- C_E is the environmental factor: which is 1 for rural areas;
- C_T is the line type factor.

The line type factor $C_T = 1$ if there is no transformer between the point of lightning attachment and the wind turbine, and $C_T = 0,2$ if there is. As there is usually a high-voltage transformer in large wind turbines, $C_T = 0,2$ can be assumed for the medium-voltage cables connecting the wind turbine to the grid (see IEC 62305-2).

NOTE $N_L = 0$ for submarine service lines (submarine high-voltage cables and communication cables).

7.2.5 Estimation of average annual number of lightning flashes near the service lines connecting the wind turbine (N_I)

The number of lightning flashes near a service line (i.e. close enough to affect the line) can be assessed as:

$$N_I = 0,5 \cdot N_{SG} \cdot A_I \cdot C_I \cdot C_E \cdot C_T \cdot 10^{-6} \quad (8)$$

where

- N_I is the number of overvoltages of amplitude not lower than 1 kV (1/year) on the line section;
- N_{SG} is the lightning ground strike-point density per km² per year
- C_I is the installation factor of the line: 1 for aerial, and 0,3 for buried; see IEC 62305-2 for more differentiated values of C_I);
- C_E is the environmental factor, which is 1 for rural areas;
- C_T is the line type factor;
- A_I is the collection area of lightning flashes near the service line [m²] – see Table 3.

The line type factor $C_T = 1$ if there is no transformer between the point of lightning attachment and the wind turbine, and $C_T = 0,2$ if there is. As there is usually a high-voltage transformer in large wind turbines, $C_T = 0,2$ can be assumed for the medium-voltage cables connecting the wind turbine to the grid (see IEC 62305-2).

Table 3 – Collection areas A_L and A_I of service line depending on whether aerial or buried

	Aerial	Buried
A_L	$(L_c - 3(H_a + H_b)) \sqrt{\rho}$	$(L_c - 3(H_a + H_b)) \sqrt{\rho}$
A_I	$1\,000 L_c$	$25 L_c \sqrt{\rho}$

L_c is the length of the service line from the wind turbine to the next structure on the line. A maximum value $L_c = 1\,000$ m should be assumed [m].
 H_a is the height of the wind turbine connected at the "a" end of the service line [m].
 H_b is the height of the wind turbine (or other structure) connected at the "b" end of the service line [m].
 H_c is the height of the service line conductors above ground [m].
 ρ is the resistivity of the soil where the service line is buried [Ω m]. A maximum value $\rho = 500$ Ω m should be assumed.

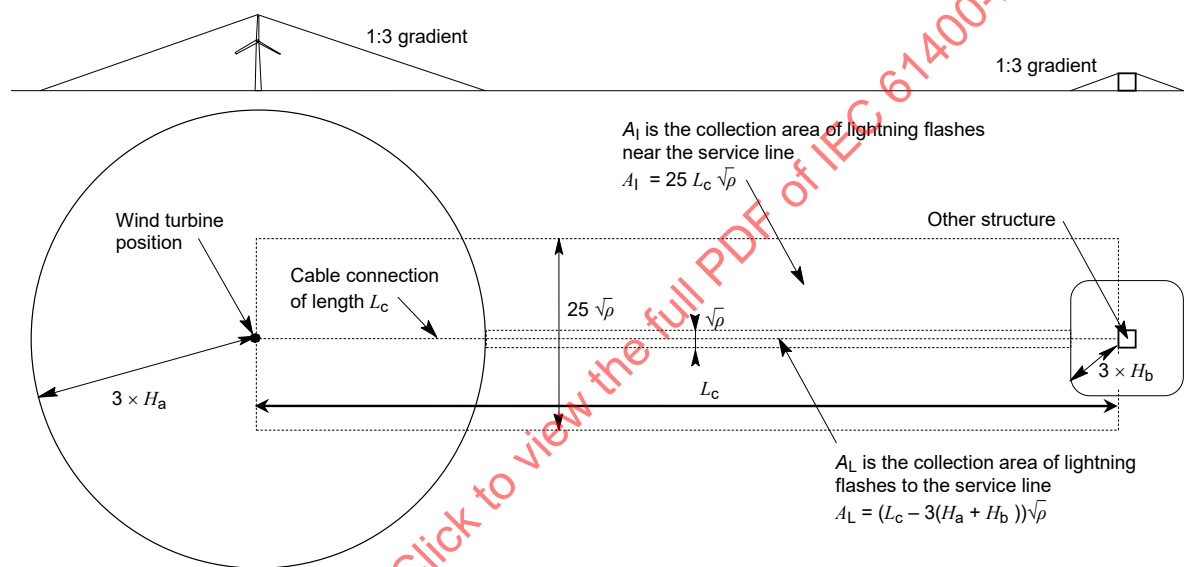


Figure 3 – Collection area of wind turbine of height H_a and another structure of height H_b connected by underground cable of length L_c

NOTE In wind farms, the collection areas of neighbouring wind turbines often overlap. In such cases, the collection areas can simply be divided between the turbines where the 1:3 gradient lines from the top of the wind turbines intersect.

7.3 Assessing the risk of damage

7.3.1 Basic equation

The risk of lightning causing damage to a wind turbine installation and thereby financial losses can be considered as the sum of many risk components. Each risk component may be expressed by the following general equation

$$R_X = N_X \cdot P_X \cdot L_X \quad (9)$$

where

R_X is the risk component for a structure (e.g. for the wind turbine);

N_X is the number of dangerous events per annum [year^{-1}];

P_X is the probability of damage;

L_X is the amount of consequent loss.

This basic equation is to be used for assessing the risk of damage based on the probability of damage of various types and the consequent loss (see Annex B).

Protection against lightning is needed if the risk R is higher than the tolerable level R_T .

$$R > R_T \quad (10)$$

In this case, protection measures shall be adopted in order reduce the risk R to no more than the tolerable level R_T (i.e. $R \leq R_T$).

NOTE 1 The tolerable risk R_T can be stipulated by authorities or the manufacturer or be agreed between the manufacturer and the customer.

NOTE 2 The risk components S1 to S4 can be evaluated for the specific project, either by the manufacturer, by the customer or by the two in cooperation.

7.3.2 Assessment of risk components due to flashes to the wind turbine (S1)

For evaluation of risk components related to lightning flashes to the wind turbine, the following relationships apply:

- component related to injury to human beings (D_{1D} and D_{1T})

$$R_{AT} = N_D \cdot P_{AT} \cdot P_P \cdot L_{AT} \quad (11)$$

$$R_{AD} = N_D \cdot P_{AD} \cdot P_P \cdot L_{AD} \quad (12)$$

- component related to physical damage to the structure

$$R_B = N_D \cdot P_B \cdot P_P \cdot L_B \quad (13)$$

- component related to failure of internal systems

$$R_C = N_D \cdot P_C \cdot P_P \cdot P_e \cdot L_C \quad (14)$$

Parameters to assess these risk components are given in Table 4.

NOTE In wind turbines t_d , the time in hours per year that persons are present in a dangerous place is usually very low. Therefore, for personal safety refer to Clause 10, where it is mandatory that the wind turbine documentation shall define safe locations.

7.3.3 Assessment of the risk component due to flashes near the wind turbine (S2)

For evaluation of the risk component related to lightning flashes near the wind turbine, the following relationship applies:

- component related to failure of internal systems

$$R_M = N_M \cdot P_M \cdot P_P \cdot P_e \cdot L_M \quad (15)$$

Parameters to assess these risk components are given in Table 4.

7.3.4 Assessment of risk components due to flashes to a service line connected to the wind turbine (S3)

For evaluation of risk components related to lightning flashes to an incoming service line connected to the wind turbine, the following relationships apply:

- component related to injury to human beings

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_U \cdot P_P \cdot L_{UT} \quad (16)$$

- component related to physical damage

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_V \cdot P_P \cdot L_V \quad (17)$$

- component related to failure of internal systems

$$R_{W1} = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_W \cdot P_P \cdot P_e \cdot L_{W1} \quad (18)$$

Parameters to assess these risk components are given in Table 4.

7.3.5 Assessment of risk component due to flashes near a service line connected to the wind turbine (S4)

For evaluation of the risk component related to lightning flashes near a service line connected to the wind turbine, the following relationship applies:

- component related to failure of internal systems)

$$R_Z = N_I \cdot P_Z \cdot P_P \cdot P_e \cdot L_Z \quad (19)$$

For the purpose of this assessment, if $(N_I - N_L) < 0$, then assume $(N_I - N_L) = 0$.

Parameters to assess these risk components are given in Table 4.

Table 4 – Parameters relevant to the assessment of risk components for wind turbine (corresponds to IEC 62305-2)

	Average annual number of dangerous events due to flashes
N_D [year ⁻¹]	to the wind turbine
N_M [year ⁻¹]	near the wind turbine
N_L [year ⁻¹]	to a service line entering the wind turbine
N_I [year ⁻¹]	near a service line entering the wind turbine
$N_{D,b}$ [year ⁻¹]	to a structure at the "b" end of a service line (see Figure 3)
N_{SG} [year ⁻¹ km ⁻²]	lightning ground strike-point density
Probability that a flash to the wind turbine will	
P_{AT}	cause dangerous touch and step voltage
P_{AD}	strike a person
P_B	cause physical damage
P_C	cause failure of internal systems
Probability that a flash near the wind turbine will	
P_M	cause failure of internal systems
Probability that a flash to a service line will	
P_U	cause injury to human beings by electric shock
P_V	cause physical damage
P_W	cause failure of internal systems
Probability that a flash near a service line will	
P_Z	cause failure of internal systems
Loss due to	
L_{AT}	injury to human beings by electric shock resulting from direct strike to human beings (flashes to structure). See Clause B.5 for information on loss assessment.
L_{AD}	injury to human beings by electric shock resulting from resistive and inductive coupling (flashes to structure). See Annex B.
L_B	physical damage to a structure (flashes to structure). See Annex B.
L_C	failure of internal systems (flashes to structure). See Annex B.
NOTE Values of loss L_U , L_V , L_W ; and the factors r_p , r_t , r_f reducing the loss are given in Annex B.	

8 Lightning protection of subcomponents

8.1 General

8.1.1 Lightning protection level (LPL)

All subcomponents shall be protected in accordance with LPL I unless a detailed and documented risk assessment (according to Clause 7) demonstrates that a protection level less than LPL I is economically optimal for specific wind turbines and locations. It may be lower overall risk to differentiate, for example, that wind turbine blades are protected to a higher LPL while other parts – repairable or replaceable at less costs – may be protected to a lower LPL.

Lifetime compliance with a certain LPL may require maintenance and inspections, which may be site specific. Maintenance and inspection requirements for the lightning protection system including the earthing system should be described in the service and maintenance manuals. Maintenance and inspection procedures are outlined in Clause 12.

8.1.2 Lightning protection zones (LPZ)

A wind turbine shall be divided into physical areas which roughly define the level of the influence of a lightning flash on components in that zone. Defining the lightning exposure by division of the wind turbine into lightning protection zones is a tool to ensure systematic and sufficient protection of all components of the wind turbine. These lightning protection zones (LPZ) are defined depending on whether or not direct lightning attachment is possible and on the magnitude of the lightning current and associated magnetic and electrical fields expected in that zone (see Annex E). Lightning protection methods are then applied to ensure that components, for example blade parts, machinery, electrical systems or control systems, can withstand the effects of the magnetic and electrical fields, as well as the full or partial lightning current that may enter the zone in which the components are placed. See Annex E for further guidance on the use of LPZ.

8.2 Blades

8.2.1 General

Wind turbine blades are the most exposed parts of the turbine, and experience the full impact from the electric fields as associated with the lightning attachment process, the lightning currents, and the magnetic field associated with lightning currents. The formal explanation of the attachment process and the following current/charge conduction is included in Annex A.

Wind turbine blades are exposed to a lightning environment with distributed severity and occurrence along the blade length where the occurrence of the direct attachments are highest at the tip and decrease towards the blade root end. Field experience documenting the attachment point distribution (occurrence) is provided in Clause C.8. The manufacturer shall, in the documentation, define the lightning exposure (areas of likely attachment and corresponding lightning parameter levels) relevant for the blade in question. Guidance for defining the lightning environment is provided in the informative Annex E.

A general description of the different issues concerning lightning protection of blades is included in Annex C.

8.2.2 Requirements

The lightning protection shall be sufficient to enable the blade to intercept lightning flashes and conduct the lightning current identified by the lightning exposure assessment in Clause 7, without structural damage that would impair the functioning of the blade.

The manufacturer shall identify and implement the lightning attachment point distribution in the specific blade design, preferably based on well validated field data for similar blade designs. If field data is not available for similar blade designs, experience has shown that the outer part of the blade (typically comprising the outer 5 metres to 10 metres) is more exposed to lightning strike attachment than the remaining section of the blades. Examples are seen in Clause C.8.

The manufacturer shall document how the attachment point distribution is used in the lightning exposure assessment for the blade, by assessing risk of impact in the different span-wise areas, and ensuring that the blade can withstand the likely impact of the stroke currents for the selected LPL. The exposure shall be documented, for instance by defining the lightning environment along the blade, examples of which are given in Annex E.

The minimum topics involved to ensure proper performance are:

- definition of the lightning exposure of the actual blade, the severity and occurrence for the different strikes attaching to the blade verified as described in 8.2.3;
- correct strike interception at air termination points, discrete or distributed depending on the blade exposure;

- a down conductor path for the lightning current; and
- insulation coordination by insulation, separation or bonding between the LPS and additional conductive paths if present, to minimise the risk of side flashes and overloading of bonding interfaces.

Damages to the blade's structural parts, the blade skin or the blade LPS due to lightning shall be limited to that which can be tolerated until the next scheduled maintenance.

8.2.3 Verification

The ability of the air-termination system and down-conductor system to intercept lightning flashes and conduct lightning currents shall be defined in accordance with the exposure considered for the specific blade, and verified by one or more of the following methods:

- a) high-voltage and high-current tests in accordance with 8.2.5;
- b) demonstration of similarity of the blade type (design) with a blade type previously verified by testing according to a). Two blades are defined as 'similar' if the differences do not affect the interception effectiveness, the current-carrying capability and the lightning protection insulation coordination as identified by testing or analysis. An informative checklist to validate similarity is provided in Annex N;
- c) using analysis or simulations previously verified by comparison with test results according to a). In the documentation of the analysis or simulations, evidence of the applicability and validity of the analysis/methods applied shall be provided. Guidance on how to validate typical simulation methods is provided in Annex O.

The manufacturer shall clearly explain in the documentation how the verification plan is compiled based on the three methods above.

Testing according to point a) is mandatory for new blade protection designs unless similarity to previous designs is demonstrated. Annex N provides guidance on how to demonstrate similarity.

All conductive parts of the blade shall be considered in the verification process, to ensure that their interaction with the LPS during lightning interception and current conduction happens without structural damage that would impair the functioning of the blade.

The blade manufacturer shall produce documentation that describes which of the above methods are used and the results of the verification.

The high-voltage strike attachment tests used to determine the performance of the air termination system – position, integration and insulation coordination – cannot be used to determine the interception efficiency of the blade as identified for the specific LPL. The high-voltage tests are a means of verification of the performance, giving the processes and requirements in Annex D. The performance of the blade LPS concerning a specific LPL is established by the high-current verification tests, where compliance can be determined by the described test procedures and test levels.

8.2.4 Protection design considerations

8.2.4.1 General

The following subclauses describe the issues that are important for design and incorporation of the lightning protection systems associated with the blade.

8.2.4.2 Air-termination system

The lightning air-termination systems are placed in the surface areas on the blade where connecting leaders might originate and cause lightning flash attachments or punctures if no air terminations are present. The air-termination systems may be part of the blade structure itself, components added to the blade, or combinations thereof.

Field experience has shown that the majority of lightning attachment occurs at the outer parts of the blade (see Clause C.8 for further information), hence the lightning exposure analysis identified for the blade shall reflect this fact. The air-termination system positioning tools (rolling sphere, protective angle, etc.) described in IEC 62305-3 do not consider probabilities of strike locations along the blade. Hence these tools shall not be used for blades.

The air-termination system shall therefore be designed according to the identified exposure in Clause 7, and shall be verified in accordance with 8.2.3.

The air termination system design shall ensure proper fixation in the mountings, and shall be made of materials able to withstand the expected wear due to the environment such as wind, moisture and pollution with salt and dirt particles, etc. Special attention should be paid to materials chosen for offshore and nearshore wind turbines owing to the harsh environment.

All internal parts of the air-termination system, the mounting of the air terminations and the connections to the down conductor shall be designed to minimise the risk of getting internal discharges (i.e. streamers and leaders) forming from these parts.

The air-termination system shall be designed so that parts of it that may be damaged or degraded by lightning or other environmental effects can be inspected, repaired or replaced according to procedures that shall be described in the service and maintenance manuals (instructions). The air terminations will wear over time owing to erosion at lightning arc roots. The erosion is related to the charge entering at the lightning arc root(s) and the surface material and geometry of the air termination system. Blades that receive large numbers of lightning flashes may eventually require replacement of the air terminations. The lifetime of the air termination system should be optimised through suitable selection of material and design and coordination with the maintenance and service cycles. The manufacturer shall define a procedure for correlating the design lifetime with the test performance to ensure that the suggested service/replacement intervals are adequate.

8.2.4.3 The lightning protection system and its connection components

The lightning protection system and its connection components is defined as all conductive parts of the blade which take part in conducting the lightning current from the air-termination system to the termination in the root end of the blade.

Interfaces to the LPS shall be firm and permanent and ensure that the entire system can withstand the combined impact of the electrical, thermal, and electrodynamic forces of the lightning current. Electrical connectivity across LPS connection components shall be verified with a suitable instrument such as a four-wire micro ohm meter. The ability of the lightning protection systems to withstand the mechanical stresses in the blades shall be verified by installing the system in a blade that is subjected to the tests in IEC 61400-23, while the ability of the system to sustain the electrodynamic forces shall be verified in accordance with 8.2.3. Limits and maximum deviation of measured resistance shall be specified beforehand by the manufacturer.

The cross-section of the down conductor and natural conductive parts of the blade used as down conductors (intended and unintended) shall be able to conduct their share of the lightning current corresponding to the chosen LPL. The design and installation shall be verified in accordance with 8.2.3.

The lightning test current may be scaled based on the blade lightning exposure defined for the particular blade (see Annex E for guidance).

Testing of connection components shall be done in accordance with Annex D. The current test levels should be selected according to the first short stroke of the selected LPL. If non-rigid connections are used, such as rotating links, bearings or spark gaps, then testing should be done with the long stroke current as well. If several paths for the lightning current exist, the test current magnitude and waveforms for each path may be scaled according to the distribution of the current between the paths.

All internal parts of the down conductor system and connection components shall be designed to minimise the risk of internal discharges forming from these parts. The intention with this is to impede the development of electrical discharges from structures elsewhere than the external air termination system; whereby the risk of such internal discharges puncturing the blade skin is limited.

Down conductor and connection components subject to electrodynamic forces such as connections between blade down conductor and hub shall be tested according to Annex D in a test setup realistically representing the physical configuration in the wind turbine.

Externally mounted down conductors exposed to direct lightning attachment are defined as air-termination systems, hence the requirements in 8.2.4.2 apply.

The manufacturer shall define a procedure for regular inspection of any parts of the down conductor system and its connection components that may be degraded by service environments so that the lifetime and service intervals of these parts can be correlated.

Tests for verifying the capability of down conductors and connection components are described in Annex D.

Verification of the down conductor system and its connection components shall be done as described in 8.2.3.

8.2.4.4 Additional conductive components

If additional conductive components (conductive structural components, carbon fibre reinforced plastic, weights, tip brake cables, electrical cables for sensors, heating, warning lights, etc.) are present in the blade, the installation of these components shall be coordinated with the lightning protection system. Coordination can be achieved either by insulation or separation distance. If coordination cannot be ensured by insulation or separation, then suitable equipotential bonding shall be applied (see IEC 62305-3 for information about separation distance).

Insulation coordination and assessment of the current distribution dictated by the design shall be achieved by engineering analysis, numerical modelling, or testing. Possible verification methods are described in the IEC 60243 series, IEC TS 62561-8 or similar. Verification of engineering analysis and numerical modelling shall be provided by comparative testing. Examples of such validation is provided in Annex O.

Conductive components shall then be designed to conduct their share(s) of lightning current, and the required current-carrying capability of the different current paths shall be verified by high-current testing as described in 8.2.5.3.

Electrical and electronic equipment shall be protected with appropriate shielding, surge protection and equipotential bonding (see 8.5).

Attention shall be paid to the effects of electrodynamic forces.

NOTE 1 The highest voltages appearing between conductive components typically occur during conduction of the subsequent stroke, whereas the highest specific energy and charge content flow in the different current paths during the first return stroke.

NOTE 2 The calculation of the separation distance in accordance with IEC 62305-3 and the testing methods provided in IEC 62561-8 consider the high voltages during conduction of negative subsequent negative short stroke.

8.2.4.5 Electrical field stress impact on composite material design

Owing to the elevation and exposure of wind turbine blades, the entire structure of the blade will be exposed to high electric fields many times during its service life. High static and transient electric fields are produced by thunder clouds and electrically applied to the blade structure. Approaching lightning leaders expose the blade structure to higher electric fields. In both cases, the electric fields may over time degrade the insulating properties of non-conducting composite materials. Therefore, the lightning protection systems should be designed considering high-voltage insulation design principles.

8.2.5 Test methods

8.2.5.1 General

The following test methods apply to entire blade designs or sub-sections such as blade tips or laminate coupons. The tests can be used as engineering tests supporting the design process and iterations, and are mandatory for the final verification of the blade designs.

8.2.5.2 High-voltage tests

Interception effectiveness of the air termination systems on the blade shall be evaluated using the initial leader attachment test described in Annex D, Subclause D.2.2.

Improvement of the ability of the blade laminate to impede internal discharges and prevent them from puncturing the blade skin can be achieved by increasing the electrical breakdown field strength of the materials, and designing internal parts to minimise field enhancements. The breakdown field strength of insulating composites and coating layers can be evaluated according to IEC 60060-1, IEC 60243-1 (AC), IEC 60243-3 (impulse voltage) and IEC 60464-2 (coating).

When electrical activity occurs on insulating surfaces (streamers, surface flashovers, etc.), the surface can deteriorate through tracking and electrical erosion. The impact, in connection with moisture, can change the properties of the insulating surface to be more conductive, and thereby increase the risk of direct lightning attachment. The resistance to tracking of various blade and coating materials can be evaluated and compared using IEC 60587.

8.2.5.3 High-current tests

The air termination systems will mainly be affected by the impact of the charge in the lightning flash (i.e. the time integral of the lightning current), which shall be evaluated by the high-current physical damage test in Annex D, Clause D.3.

Connection components and all parts of the down conductor system shall be tested by the high-current physical damage test in Annex D, Clause D.3.

The current test waveforms and levels should include the first short stroke and if relevant also the long stroke (continuing current) defined for the selected LPL. Based on the specific lightning environment defined for the blade in question, the lightning current magnitude and waveforms can be scaled to fit the actual exposure. Detailed test specifications are provided in Annex D.

8.3 Nacelle and other structural components

8.3.1 General

Lightning protection of the nacelle and other structural components of the wind turbine should be made using the large metal structures as much as possible for lightning air termination, electrical bonding, shielding and conduction of lightning current to the earthing system. Additional lightning protection components such as air termination systems for protection of meteorological instruments and aircraft warning lights on the nacelle, down conductors and bonding connections shall be made and dimensioned in accordance with IEC 62305-3.

Insulation coordination and assessment of the current distribution (lightning current sharing) dictated by the design shall be achieved by engineering analysis, numerical modelling, or testing. All parts and connections exposed to lightning current shall be able to withstand the thermal and electromechanical effects associated with conducting the relevant levels of lightning current. Possible verification methods are described in the IEC 60243 series, IEC 62561-8 or similar. Verification of such engineering analysis and numerical modelling shall be provided by comparative testing. Examples of such validation are provided in Annex O.

Parts of the nacelle and other structural components used as natural down-conductors shall fulfil the requirements of natural down-conductors in accordance with IEC 62305-3. Verification by testing is not required for structural components with dimensions clearly fulfilling the requirements in IEC 62305-3.

Documentation of the LPS for all subsystems shall be provided as described in Clause 11.

8.3.2 Hub

The hub for large wind turbines is typically a hollow cast iron sphere of several metres in diameter. Hence the material thickness alone ensures that the hub structure itself is immune to lightning. In most cases, electrical and mechanical control systems and actuators are placed in the hub with circuits going to the outside of the hub, to the blades and to the nacelle. The hub should be made into a Faraday cage by providing magnetic shields in the openings in the hub towards the blades, the front and the nacelle (i.e. the hub could be defined as a LPZ). In many cases, these openings are closed by blade flange plates and the main shaft flange, which can be considered very effective magnetic shields. When the openings are closed with effective magnetic shields as described above, the contents of the hub require no particular lightning protection. Lightning protection of the hub is then limited to equipotential bonding and transient protection of systems placed outside the hub, such as blade actuator systems, and of electrical and control systems in the hub connected to circuits extending to the outside of the hub.

8.3.3 Spinner

Typically the hub has a glass fibre cover, called the spinner, which is mounted on the hub and rotates with it. As the rolling sphere model would always indicate that there is a possibility of lightning attaching to the front end of the spinner, lightning protection shall be considered. In some wind turbine designs there are also electrical and mechanical control systems and actuators placed outside the hub and covered by the spinner. Such systems shall be shielded from lightning attachment with air termination systems. In case no such systems are placed under the spinner, it may be reasonable to accept the risk of lightning puncturing through the spinner and not have any lightning protection of the spinner. However, in most cases, simple and practical lightning protection of the spinner can probably be made using the metal support structure for the spinner as air termination system and connection to the hub.

8.3.4 Nacelle

The nacelle structure should be part of the lightning protection so that it is ensured that lightning attaching to the nacelle will either attach to natural metal parts able to withstand the stress or attach to a lightning air-termination system designed for the purpose. Nacelles with GFRP cover or similar should be provided with a lightning air-termination system and down conductors forming a cage around the nacelle. The lightning air-termination system including exposed conductors in this cage should be able to withstand lightning flashes corresponding to the chosen lightning protection level. Other conductors in the Faraday cage should be dimensioned to withstand the share of lightning currents that they may be exposed to. Lightning air-termination systems for protection of instruments, etc. on the outside of the nacelle should be designed according to the general rules in IEC 62305-3, and down conductors should be connected to the above-mentioned cage.

A metal mesh could be applied to nacelles with GFRP cover to provide shielding against external electric and magnetic fields, and magnetic fields from currents flowing in the mesh. Alternatively, all circuits inside the nacelle could be placed in closed metal conduits or cable trays, etc. An equipotential bonding system shall be established in which the major metal structures in and on the nacelle are included, as it is required in the electrical codes, and as it will provide an efficient equipotential plane to which all earthing and equipotential bonding connections should be made.

Lightning current from lightning attaching to the blades should preferably be conducted directly to the above-mentioned cage thereby completely avoiding lightning current passing through the blade pitch bearings and drive train bearings (see 8.2 and 8.4 for discussion of protection of blades and bearings). Different kinds of brush systems are commonly used for diverting lightning currents away from bearings. However, it may be difficult to construct brush and earth lead systems with impedance low enough to significantly reduce the current going through the low impedance of the main shaft and bearing systems to the nacelle bed plate. See 8.4.4 for further information.

NOTE A nacelle cover with such a magnetic shield will not be able to protect against effects of magnetic fields from lightning currents flowing inside the nacelle, such as in the main shaft.

8.3.5 Tower

A tubular steel tower, as predominantly used for large wind turbines, usually fulfils the dimensions required for down conductors stated in IEC 62305-3 and can be considered an almost perfect electromagnetic shield Faraday cage, as it is electromagnetically almost closed both at the interface to the nacelle and at ground level. It would therefore in most cases be reasonable to define the inside of the tower as lightning protection zone LPZ1 or LPZ2. In order to keep the tower as electromagnetically closed as possible, there should be direct electrical contact all the way along the flanges between tower sections. The tower and all major metal parts in it should be integrated into the protection earth conductor (PE) and equipotential bonding systems to make the best of the protection offered by the Faraday cage. With regards to bonding of metal structures and systems inside the tower such as ladders, wires and rails, see 9.3.5.

The interface towards the nacelle is usually closed with metal platforms and hatches, which can also serve as an electromagnetic shield closing the tower (see 8.4.2 for discussion of lightning protection of the yaw bearing).

The tower interface to the earthing system is discussed in Clause 9. If the tower is constructed as a Faraday cage as described above, then the contents of the tower require no particular lightning protection. The task of ensuring lightning protection of the tower is thereby limited to equipotential bonding and transient protection of electrical and control circuits extending to other lightning protection zones such as into the nacelle and to the outside of the tower.

Lattice towers naturally cannot be considered a very effective Faraday cage, although there will be some magnetic field attenuation and lightning current reduction inside the lattice tower.

It is reasonable to define the inside of a lattice tower as $LPZ0_B$. Lightning down conduction should be via the lattice tower structural elements, which therefore have to fulfil the dimensions required for down conductors stated in IEC 62305-3 taking current sharing between parallel paths into account. Shields of cables in lattice towers may need to be bonded to the tower at certain interspacing in order to avoid puncture of cable insulation; this is to be assessed by calculation (see IEC 62305-2, Annex D).

In steel reinforced concrete towers, the reinforcement can be used for lightning down conduction by ensuring 2 to 4 parallel vertical connections with sufficient cross section which connect horizontally at top, bottom and for every 20 m in between. The steel reinforcement will provide quite effective magnetic field attenuation and lightning current reduction inside the tower if bonded in this way. IEC 62305-3 gives guidance on integrating steel reinforcement with lightning protection systems.

Documentation of the LPS shall be provided as described in Clause 11.

8.3.6 Verification methods

Testing methods are included in Annex D.

Suitable analysis and methods shall be used. Verification reports of analysis/methods used are required.

8.4 Mechanical drive train and yaw system

8.4.1 General

The wind turbine will in general have a number of bearings for blade pitching, main shaft rotation, gearbox, generator, and yawing systems.

Hydraulic or electrical actuator systems are used for control and operation of main components.

Bearings and actuator systems have moving parts that directly or indirectly bridge different parts of the wind turbine where lightning current may flow.

All bearings and actuator systems that may be in a lightning current path shall be protected as necessary to reduce the level of current passing through the component to a tolerable level.

8.4.2 Bearings

Bearings are difficult to monitor, and it is not acceptable that bearings have to be inspected after lightning attachment to a wind turbine. Systems for protecting bearings therefore shall be well proven and documented.

Protection can be a part of the bearing structure itself or it can be an external system installed across the bearing to bypass the current.

If the design exposes bearings to lightning current, it shall be demonstrated by analysis, documented experience relevant for the design in question, or by testing that the bearing can operate for the whole design lifetime, after being exposed to the relevant lightning current levels, and the number of lightning occurrences. If the bearing is not able to operate for the whole design life time, protection shall be applied (see 8.4.4).

The ability of the bearing to sustain lightning current to which it is exposed shall be verified by one or more of the following methods:

- a) high-current tests in accordance with 8.2.5;
- b) demonstration of similarity of the bearing type (design) with a bearing type previously verified by testing according to a);
- c) using analysis or simulations previously verified by comparison with test results according to a). In the documentation of the analysis or simulations, evidence of the applicability and validity of the analysis/methods applied shall be provided.

The manufacturer shall clearly explain in the documentation how the verification plan is compiled based on the three methods above.

If documentation is based on testing, then bearings with or without protection, and bypass systems for bearings shall be tested in a test setup realistically representing the operational conditions for the bearing and the protection/bypass system with regards to load, lubrication, rotation as relevant subject to design and application influencing the response to the lightning currents. Guidance for verification methods of different solutions are provided in Table 5. Whenever spark gaps are used, insulation coordination shall be determined by high-voltage testing or analysis to guarantee lightning current flow along spark gaps. Where insulation coordination relies on separation distance, this shall be based on separation distance as defined in IEC 62305-3.

Table 5 – Verification of bearing and bearing protection design concepts

Bearing lightning protection method	Percentage of expected lightning current in the point of installation	Type of verification
No protection	100 % in bearing	High-current testing of bearing
Bearing protection	Current sharing between bearing and its protection. Current sharing shall be determined	High-current testing of bearing and protection system
Bypass system	Negligible	High-current test of bypass system

The generic test setup for conducted current tests in D.3.3 applies. Guidance with regards to test of rotating and stationary bearings, including example test setup descriptions, is included in Annex P.

8.4.3 Hydraulic systems

If hydraulic systems are in the lightning current path, it shall be ensured that lightning current penetration will not affect the system. With hydraulic systems, it is necessary to consider the risk of fluid leaks due to damage at fittings and ignition of the hydraulic oil.

Protection measures such as sliding contacts or bonding straps can be used to make the current bypass actuator cylinders.

Hydraulic tubes exposed to lightning current shall be protected to avoid current penetration of the tubes. If hydraulic tubes have mechanical armour, it shall be bonded to the steel structure of the machinery at both ends of the tube. It shall also be ensured that the armour has sufficient cross section to conduct the parts of the lightning current, which it may be exposed to.

Similar considerations may apply to water cooling systems.

8.4.4 Spark gaps and sliding contacts

For bypassing bearings and actuator systems, it shall be considered to use spark gaps or sliding contacts. Such bypassing systems including their connecting leads should have considerably lower impedance than the direct natural current path through the component in order to be effective.

Spark gaps and sliding contacts shall be able to conduct the level of lightning current that it may be exposed to at the place of use in the wind turbine. Test corresponding to the chosen LPL shall be done according to D.3.3.

Both spark gaps and sliding contacts shall be designed to maintain the required performance regardless of environmental effects such as rain, ice, pollution with salt, dust, etc.

If spark gaps or sliding contacts are used, these shall be considered to be wear parts and the service lifetime of these devices shall be calculated and documented. Adverse effects of pollution by wear dust on other components shall be considered in the design. Spark gaps and sliding contacts shall be inspected regularly in accordance with the service and maintenance manuals.

8.4.5 Verification

All systems for protection of bearings and actuator systems shall have a documented functionality. The documentation of this functionality is provided by performing impulse current tests with waveforms and amplitudes representing the expected lightning environment at the installation point of the protection system for the LPL selected.

Suitable engineering analysis, numerical modelling or testing shall be used. Verification reports of analysis/methods used are required.

It is recommended to perform impulse current tests on full-scale test objects where the important parts of the system are represented in a test mock-up.

It shall be demonstrated by testing (see IEC 62305-1 and Annex D for normative definition of test impulses) that the protection system can withstand the damaging effect of both the first short stroke as well as the long stroke current (continuing current) for the LPL chosen. The two tests shall be applied to the same test sample, but not necessarily in the same discharge. The test documentation shall describe the exact test sequence applied.

If sliding contacts are used as part of the system, mechanical tests shall be performed in order to document the stability of the system with special focus on wear of the contact with and without the erosion effects of lightning current. The wear has to be low enough to allow unaffected operation between the planned service intervals.

Tests can be done on subsets of the entire protection systems, but calculations shall be provided to demonstrate the scaling factors and effects.

Testing methods are included in D.3.3.

NOTE If evident by design or shown by analysis that the lightning current completely bypasses a component (i.e. negligible lightning current transfer through the component), then the high-current test is not required.

8.5 Electrical low-voltage systems and electronic systems and installations

8.5.1 General

This subclause deals with the protection of the electrical and control systems of a wind turbine against the effects of current surges and voltage transients caused by

- lightning flashes attaching to the wind turbine;
- leader currents developing from the wind turbine;
- indirect lightning flashes (i.e. effect through LEMP of lightning flashes not affecting the wind turbine directly).

All types of lightning flashes generate lightning electromagnetic impulses (LEMP).

NOTE 1 For general requirements for electrical equipment on machines, see IEC 60204-1.

Electrical and control systems are subject to damage from LEMP. Therefore, surge protective measures (SPM) shall be provided to avoid failure of these systems. Effective protection of the electrical and control system of a wind turbine against LEMP requires the systematic approach of the lightning protection zone (LPZ) concept in accordance with IEC 62305-4. SPM is part of the lightning protection zone (LPZ) concept for the complete wind turbine, described in Annex E.

The wind turbine manufacturer shall provide a surge protection measures (SPM) system following the basic principles given in IEC 62305-4 for the complete electrical system. Given the space constraints in even large turbines, where the lightning current propagates only a few metres from sensitive equipment, special precautions shall be taken to ensure compliance with the lightning environment.

Examples of the application of the lightning protection zones (LPZ) concept in a wind turbine are given in Annex E. Protection against LEMP is based on the lightning protection zone (LPZ) concept: The wind turbine is divided into zones (i.e. volumes of space), which may correspond to parts of the wind turbine such as the inside of the large structural components: hub, the nacelle, the tower, and smaller components, such as cabinets and components. The subdivision of the structure in zones may be adapted to facilitate a convenient systematic definition of LEMP severity for each zone. Within these zones, it shall be documented that the LEMP severity is compatible with the withstand level of the internal systems enclosed.

Permanent failure of electrical and electronic systems due to LEMP can be caused by

- conducted and induced surges transmitted to equipment via connecting wiring,
- effects of radiated electromagnetic fields impinging directly onto equipment itself.

In order to characterize the LEMP severity (both conducted and radiated effects) of the individual LPZs of a wind turbine, the LEMP environment shall be assessed by verified analysis methods or in accordance with IEC 62305-3 and IEC 62305-4.

NOTE 2 It can be assumed that effective LEMP protection measures also provide effective protection against the effects of indirect lightning flashes.

Basic protection measures in a surge protection measures (SPM) system in accordance with IEC 62305-4 include:

- bonding – see 8.5.2;
- magnetic and electrical shielding of cables and line routing (system installation) – see 8.5.4;
- SPD protection – see 8.5.5;
- earthing – see Clause 9.

Figures 4a) to 4d) give examples of possible SPM (surge protection measures) – derived from IEC 62305-4.

Additional methods include:

- insulation, circuit design, balanced circuits, series impedances, etc.

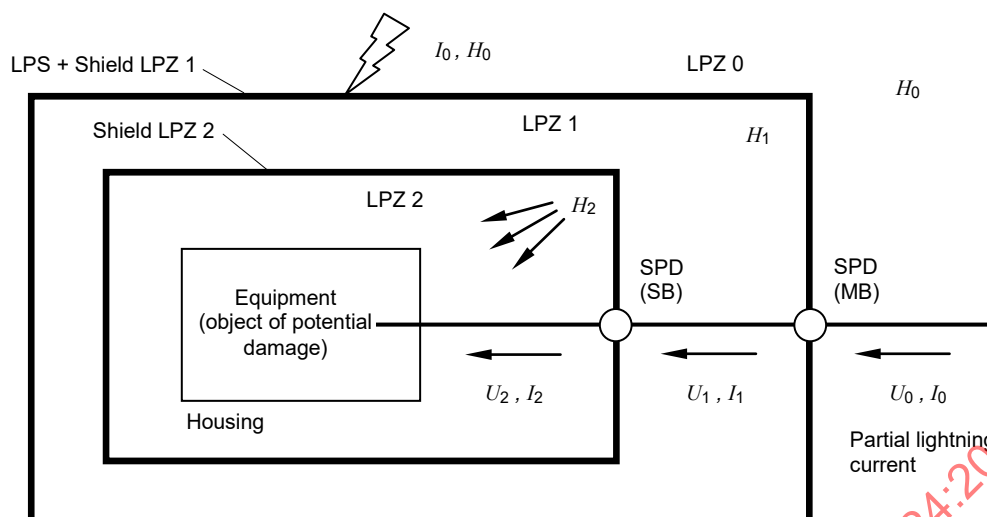
For the SPM, the following basic information shall be documented (see also Clause 11):

- definition of lightning protection level (LPL) according to IEC 62305-1;
- drawings of the wind turbine defining LPZ and their boundaries, circuit diagrams showing SPDs, cable shields and cable shield bonding points.

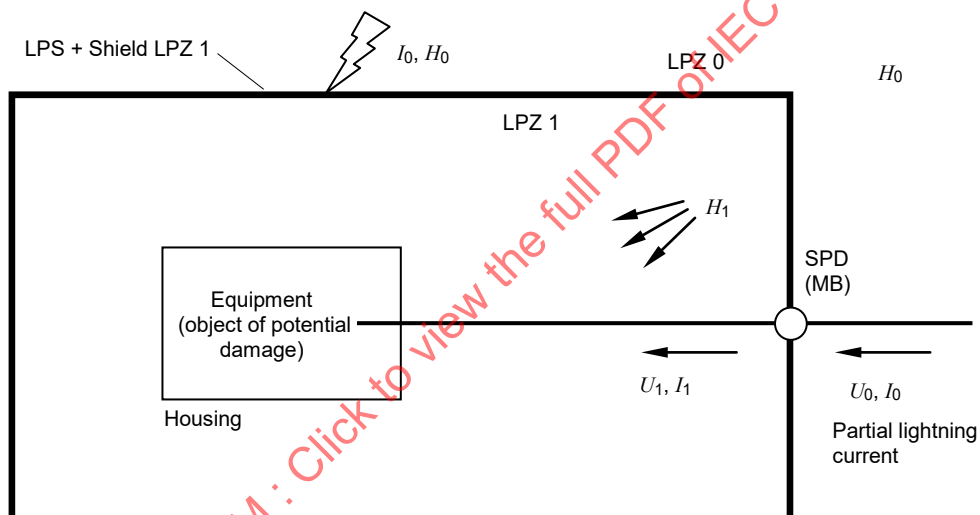
Figures E.6 and E.7 in Annex E provide basic examples of such documentation.

In the case of no partial lightning currents inside the LPZ, protection against over voltages is only necessary for cables passing from one zone into a zone with more sensitive components (i.e. from a lower LPZ number to a higher LPZ number), whereas internal connections within the zone may be unprotected. This approach is detailed further in IEC 62305-4, and it is discussed in Annex E. In the case of partial lightning currents flowing inside the LPZ, see Annex E.

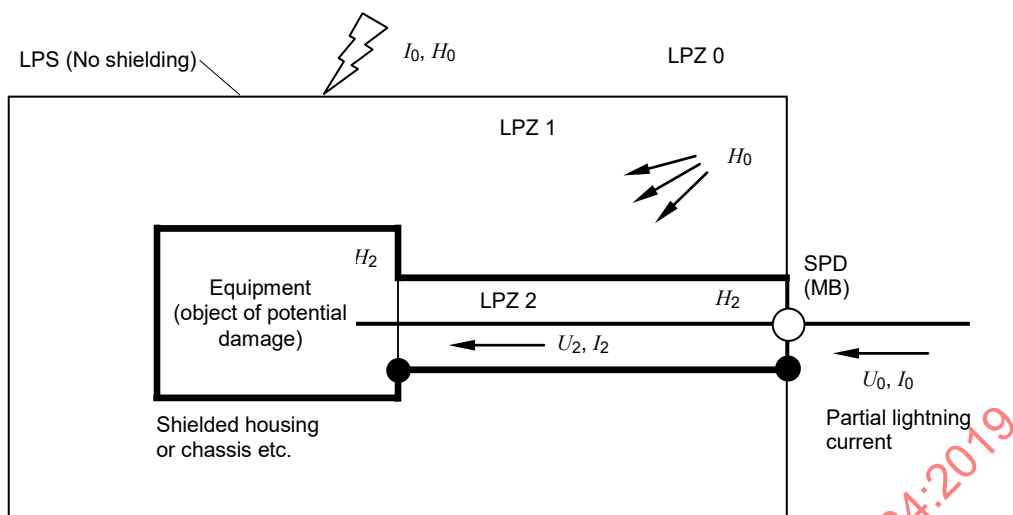
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019



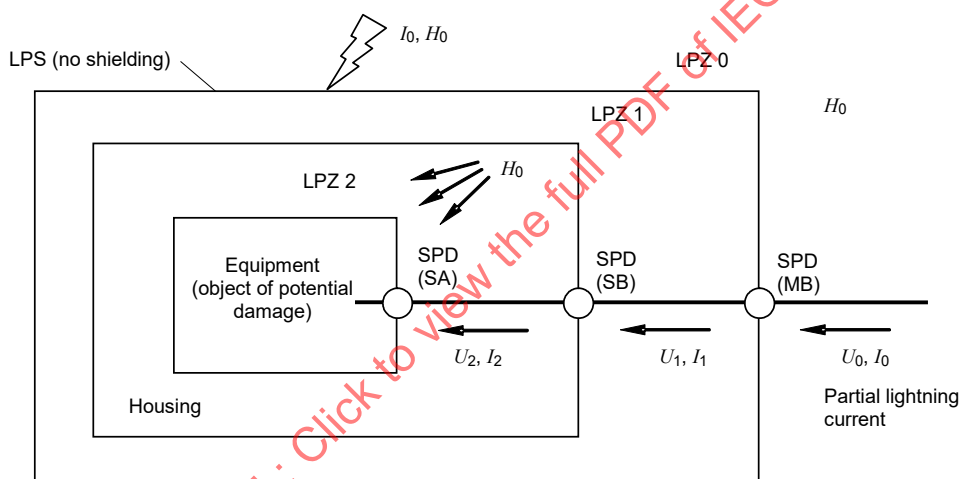
a) SPM using spatial shields and a coordinated SPD system – Equipment well protected against conducted surges ($U_2 \ll U_0$ and $I_2 \ll I_0$) and against radiated magnetic fields ($H_2 \ll H_0$)



b) SPM using spatial shield of LPZ 1 and SPD protection at entry of LPZ 1 – Equipment protected against conducted surges ($U_1 < U_0$ and $I_1 < I_0$) and against radiated magnetic fields ($H_1 < H_0$)



c) SPM using internal line shielding and SPD protection at entry of LPZ 1 – Equipment protected against conducted surges ($U_2 < U_0$ and $I_2 < I_0$) and against radiated magnetic fields ($H_2 < H_0$)



d) SPM using a coordinated SPD system only – Equipment protected against conducted surges ($U_2 \ll U_0$ and $I_2 \ll I_0$), but not against radiated magnetic field (H_0)

Key

- shielded boundary
- non-shielded boundary

NOTE 1 SPDs can be located at the following points:

- at the boundary of LPZ 1 (e.g. at main distribution board MB);
- at the boundary of LPZ 2 (e.g. at secondary distribution board SB);
- at or close to equipment (e.g. at socket outlet SA).

NOTE 2 For detailed installation rules, see also IEC 60364-5-53.

NOTE 3 This figure is derived from IEC 62305-4.

Figure 4 – Examples of possible SPM (surge protection measures)

Figure 5 shows two LPZ 1 connected by electrical or signal lines. Special care should be taken if both LPZ 1 represent separate structures with separate earthing systems, spaced tens or hundreds of metres from each other. In this case, a large part of the lightning current can flow along the connecting lines, which are not protected.

Figure 6 shows that this problem can be solved using shielded cables or shielded cable ducts to interconnect both LPZ 1, provided that the shields are able to carry the partial lightning current. The SPD can be omitted if the voltage drop along the shield is not too high.

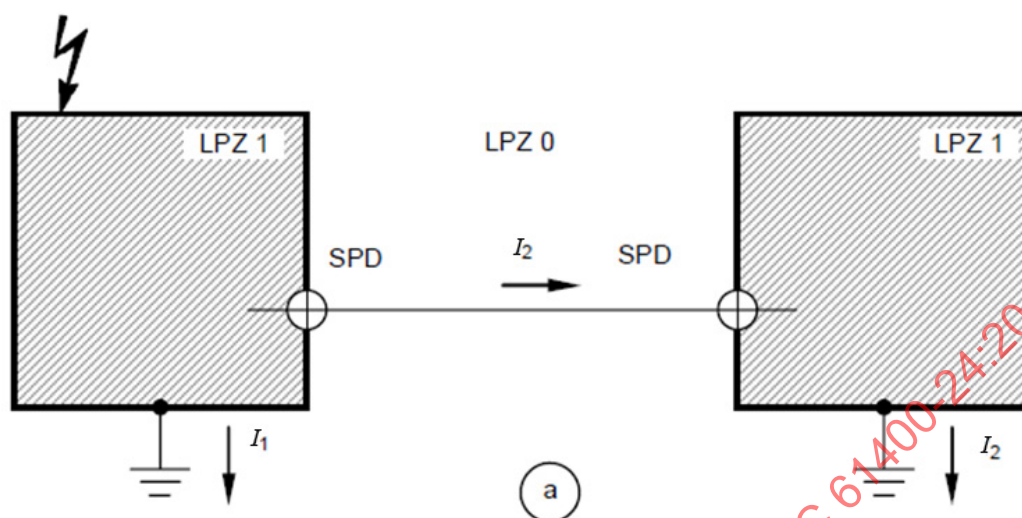


Figure 5 – Interconnecting two LPZ 1 using SPDs

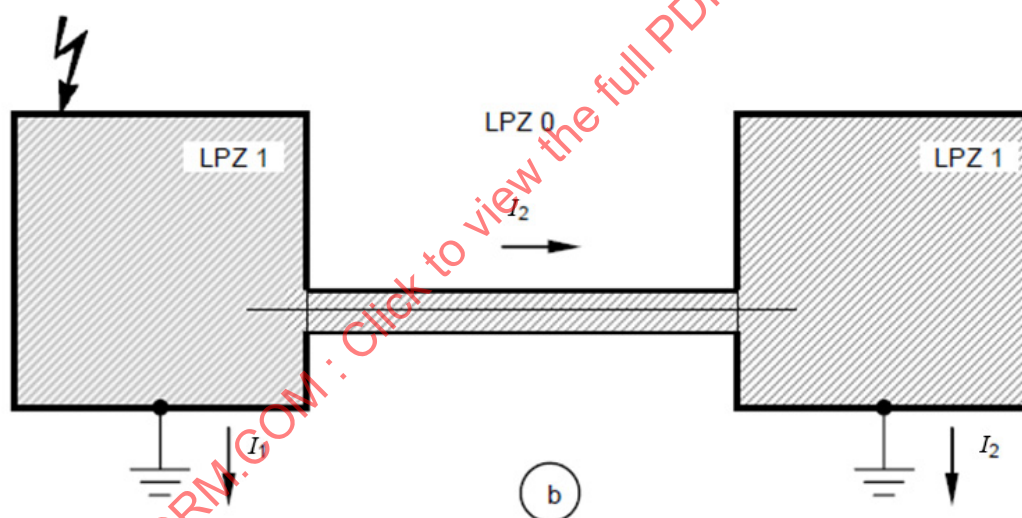


Figure 6 – Interconnecting two LPZ 1 using shielded cables or shielded cable ducts

8.5.2 Equipotential bonding within the wind turbine

Equipotential bonding in accordance with IEC 62305-4 and IEC TR 61000-5-2 shall be used within a wind turbine to ensure that potentially dangerous sparking and arcing caused by electrical discharges cannot take place between conducting parts of the wind turbine. These equipotential bonds provide protection against touch and step voltages during lightning attachment. Equipotential bonds play an important role in reducing the probability of damage to electrical and control systems. Low-impedance bonding connections prevent dangerous potential differences between equipment inside the wind turbines.

In order to be most effective, the bonding connections shall make maximum use of the large metal structures of the wind turbine (i.e. mainly tower, nacelle bed plate, nacelle frame and hub). Such bonding conductors may additionally reduce the magnetic field levels caused by lightning. Metal connections, such as those depicted in Figure E.3 and Figure E.4, facilitate uniform current distribution in the outer metal structures of the wind turbine and thus reduce the influence of the electromagnetic field inside the structure (e.g. inside nacelle or tower).

The large metal structures provide maximum electromagnetic shielding when electrically interconnected. High electromagnetic shielding efficiency of a structure is obtained when permanent bonding of metal constructive elements are carried out at sufficiently small intervals.

For example, if bonding connections are placed between metal platforms and the tower wall at several positions distributed around the platform-tower interface, it will effectively provide electromagnetic shielding of the inside of the tower.

Much of the damage experienced in wind turbine control systems can be prevented by means of effective bonding and shielding. Some further considerations about the bonding needed in a wind turbine are discussed in Annex G.

8.5.3 LEMP protection and immunity levels

8.5.3.1 General

The transient voltage and current withstand levels (immunity) of the equipment shall be documented by testing in accordance with EMC test standards IEC 61000-4-X, and the immunity levels identified thereby shall be used for evaluating the necessity of additional protection for the equipment in the environments in the individual LPZs.

Notwithstanding the minimum withstand requirements stated herein, equipment shall always have an immunity level corresponding to the threat level of the environment wherein it is placed.

If a test fails, an individual analysis of the withstand level shall be performed. If manufacturer's specification requires external protection or measures that are clearly specified in the user's manual, the test requirements shall be applied with the external protection device or measures in place.

8.5.3.2 Withstand of equipment power ports

The equipment impulse withstand (or resistibility) levels for power ports are defined in IEC 61000-6-2 and tested in accordance with IEC 61000-4-5. A summary of the minimum impulse withstand requirements:

AC ports (230V / 400V):

- ± 2 kV line to ground;
- ± 1 kV line to line;
- further insulation/withstand level requirement in accordance with IEC 60664-1 shall be fulfilled as well.

DC ports (50V):

- $\pm 1,0$ kV Line to ground
- $\pm 0,5$ kV Line to line
- Further insulation/withstand level requirement in accordance with IEC 60664-1 shall be fulfilled as well.

8.5.3.3 Withstand of equipment signal ports

The equipment impulse withstand (or resistibility) levels for signal ports are defined by ITU-T Recommendations K.21 and K.20 for telecommunication and IEC 61000-6-2/ IEC 61000-4-5 for signal ports in general for equipment installed at customer's premises and exchange building respectively. A summary of the minimum impulse withstand requirements for equipment at customer's premises is:

Telecommunication ports:

- Port connected to external line, i.e. a line that goes outside the building:
 - 1,5 kV common mode test (port to earth);
 - 1,5 kV differential mode test (between signal conductors).
- Port connected to unshielded internal line, i.e. line that remains wholly within the building (no direct connection to an external line):
 - 1 kV common mode test.

For signal ports in general:

- Signal port shall be tested regardless of their unshielded or shielded cable length:
 - 0,5 kV common mode test, tested as unshielded (port to earth).

8.5.3.4 Electromagnetic immunity of electronics

The equipment magnetic immunity (or resistibility) levels are defined in IEC 61000-4-9 and IEC 61000-4-10. A summary of the minimum impulse withstand requirements:

IEC 61000-4-9:

- ± 1 kA/m 8/20 [μ s].

IEC 61000-4-10:

- ± 100 A/m (damped oscillatory).

The immunity shall be selected according to the application.

8.5.4 Shielding and line routing

Shielding is the means by which electromagnetic field levels are attenuated. The reduction of electromagnetic fields can substantially reduce levels of voltages induced into circuits.

The magnetic field caused inside an LPZ by lightning flashes to the structure or the nearby ground may be reduced by spatial shielding of the LPZ only. Surges induced into the control system via the connecting cabling can be minimised either by spatial shielding, or by line routing and shielding (e.g. shielded cables bonded at both ends), or by a combination of both methods.

Magnetic shielding and line routing in accordance with IEC 62305-4 should be used, and the general guidelines on EMC-correct installation practices described in IEC TR 61000-5-2 should be followed.

The requirements on material and dimensions of magnetic shields shall comply with IEC 62305-4:2010, Clause 6.

The use of shielding and line routing should be documented by analysis and/or testing.

The assessment of the magnetic field strength inside LPZ shall be based on magnetic field calculations according Annex A of IEC 62305-4:2010. Computer modelling can be used, provided that these models have been verified according Annex O.

The assessment for the shielding effect of enclosures shall be done in accordance with the methods described in IEC 61000-5-7 and IEC 61587-3.

8.5.5 SPD protection

8.5.5.1 General

Coordinated SPD protection consists of a set of SPDs properly selected, coordinated and installed to reduce failures of electrical and electronic systems.

NOTE Coordination of SPD protection includes the connecting circuits to provide insulation coordination of complete systems.

Coordinated SPD protection limits the effects of lightning surges and internally generated switching surges. The protection of the electrical and control systems requires a systematic approach of coordinated SPDs for both electrical low-voltage power systems and control systems. Recommendations for coordinated SPD protection within wind turbines are given in Annex F.

8.5.5.2 Location of SPDs

According to IEC 62305-4, in a surge protection measures (SPM) system, SPDs shall be located at the line entrance into each LPZ:

- as close as possible to the boundary of LPZ 1, SPDs tested with I_{imp} (Class I test), as classified in IEC 61643-11, shall be installed;
- as close as possible to the boundary of LPZ 2 and higher, and if necessary as close as possible to the equipment to be protected, SPDs tested with I_n (Class II test), as classified in IEC 61643-11, shall be installed.

If not located at the LPZ entrance, it shall be documented that the equipment connected at both sides of the entrance can cope with the expected surge voltage. It shall as well be ensured that the conducted surge current does not compromise the magnetic environment in the entered LPZ, see Figure 7.

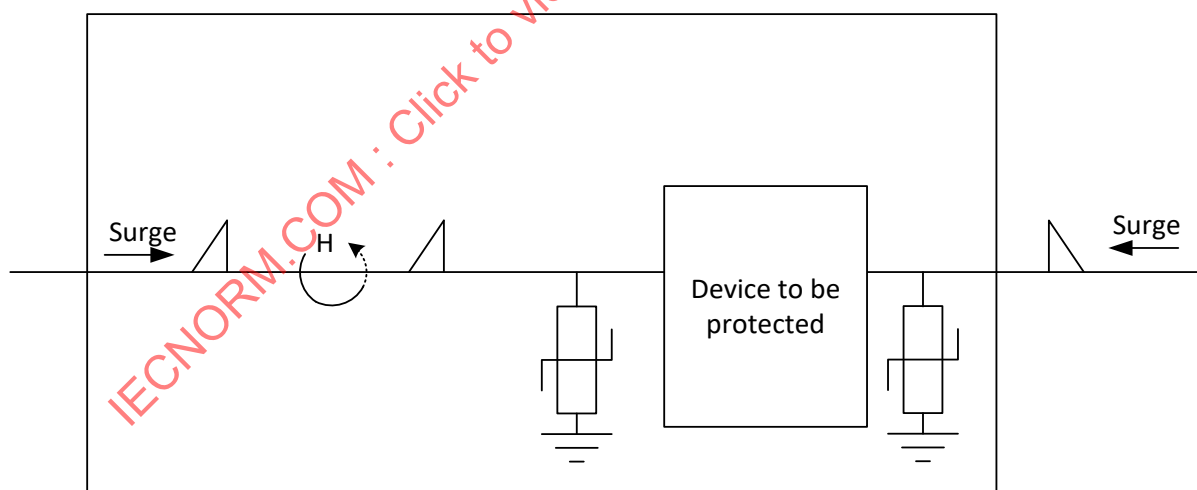


Figure 7 – Magnetic field inside an enclosure due to a long connection cable from enclosure entrance to the SPD

Where the distance between the SPD and the equipment to be protected is greater than 10 m (cable length), additional protective measures should be provided such as:

- Figure 8a: an additional SPD installed as close as possible to the equipment to be protected; its voltage protection level U_P shall in no case exceed the required rated impulse withstand voltage U_W of the equipment; or
- Figure 8b: the use of one-port SPDs at or near the origin of the electrical circuit; their voltage protection level U_P shall in no case exceed 50 % of the required rated impulse

withstand voltage U_W of the equipment to be protected. This measure should be implemented together with other measures such as the use of shielded wiring in the whole protected circuit(s); or

- Figure 8c: the use of two-port SPDs (IEC 61643-11) at or near the origin of the electrical circuit; their voltage protection level U_P shall in no case exceed the required rated impulse withstand voltage U_W of the equipment to be protected. This measure should be implemented together with other measures such as the use of shielded wiring in the whole protected circuit(s).

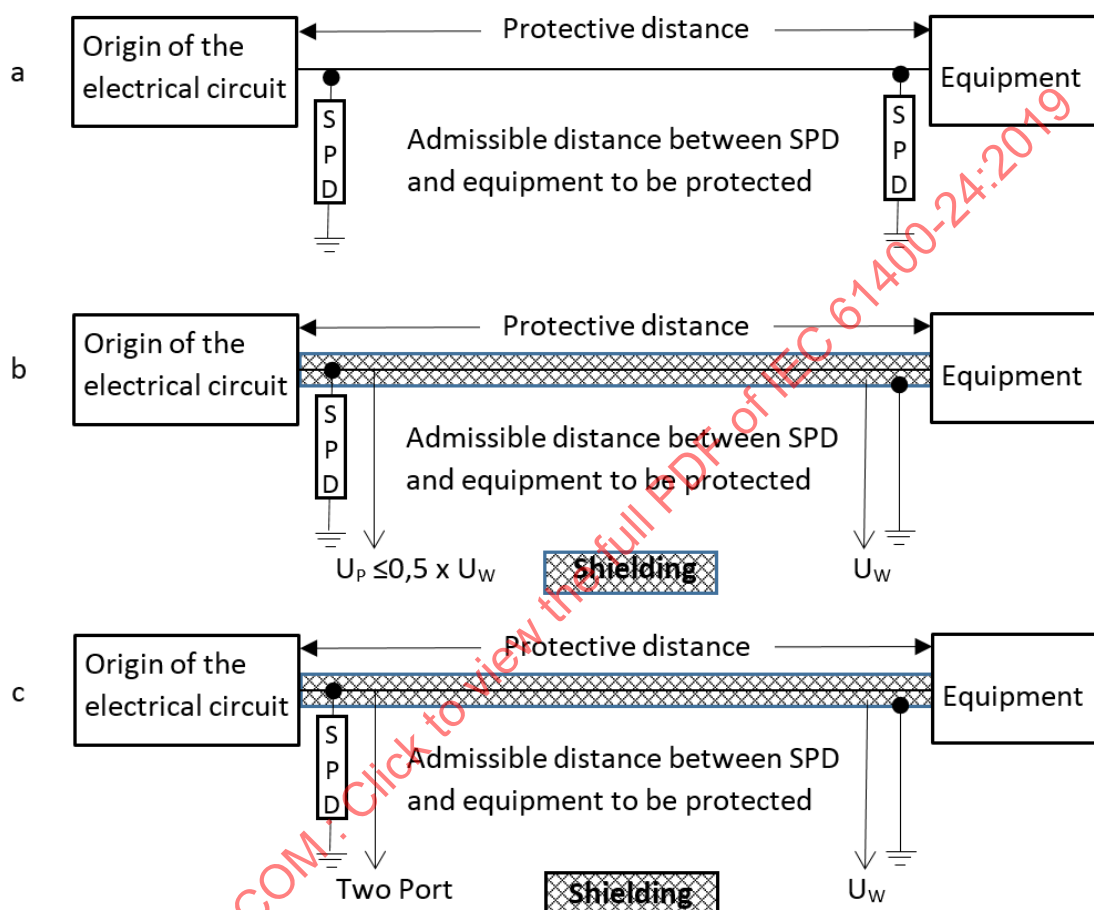


Figure 8 – Additional protective measures

8.5.5.3 Selection of SPDs

SPDs that shall withstand a partial lightning current with the typical waveform 10/350 μs require a corresponding impulse test current I_{imp} . For power lines, a suitable test current I_{imp} is defined in the Class I test procedure of IEC 61643-11.

SPDs which shall withstand induced surge currents with the typical waveform 8/20 μs require a corresponding impulse test current I_n . For power lines, a suitable test current I_n is defined in the Class II test procedure of IEC 61643-11.

SPDs shall comply with:

- IEC 61643-11 for power systems;
- IEC 61643-21 for telecommunication and signalling systems.

8.5.5.4 Installation of SPDs

SPDs shall comply with the installation rules given in

- IEC 60364-4-44, IEC 60364-5-53 and IEC 61643-12 for the protection of power systems;
- IEC 61643-22 for the protection of the control and communication systems.

The installation locations of the SPDs shall be documented, e.g. by means of drawings and wiring diagrams according to the surge protection measures (SPM) system. For the SPDs installed at the different LPZ boundaries and possible surge protection components installed inside equipment, the requirements for energy coordination in accordance with IEC 62305-4 and IEC 61643-12 shall be fulfilled.

According to IEC 62305-4, considerations shall be made regarding the coordination of SPDs in the electrical and control systems. Sufficient information shall be provided in the documentation on how coordination between SPDs is achieved.

Further guidelines for the bonding (earthing) and cabling of electrical and control systems and installations are given in 8.5.1 to 8.5.4 and exemplified in Annex G.

8.5.5.5 Environmental stresses

SPDs shall withstand the environmental stresses characterising the installation place such as:

- ambient temperature;
- humidity;
- corrosive atmosphere;
- vibration and mechanical shock.

If no specific values are specified by the wind turbine manufacturer, SPDs installed in the nacelle or in the turbine tower could be stressed by vibrations with the following parameters:

- frequency: 0,1 Hz to 10 Hz;
- acceleration: 0,5 m/s².

These typical values of vibration withstand of SPDs used in wind turbine systems are based on EN 50539-22 and can be applied if no other information is available.

Depending on conditions at the point of installation within the wind-turbine, additional and specific requirements on the performance and installation of SPDs might arise. If necessary, the manufacturer of the wind turbine should take into account the environmental conditions for specific points of installation, e.g. nacelle and hub.

8.5.5.6 Maintenance

Maintenance and replacement of SPDs shall be done according to a maintenance plan provided in the wind turbine service and maintenance manuals.

SPDs shall be installed in such a way that they can be inspected and exchanged.

8.5.5.7 SPD monitoring

SPD protection of critical parts of the electrical and control systems of wind turbines may require monitoring.

8.5.5.8 Selection of SPDs with regard to protection level (U_p) and system immunity

The required protection level U_p in an LPZ shall be defined in accordance with the established immunity levels of the equipment in the LPZ as described in 8.5.3.

8.5.5.9 Selection of SPDs with regard to continuous operating voltage (U_c)

Specific requirements with regard to continuous operating voltage (U_c) of the SPD might apply to SPDs owing to large voltage variations and temporary overvoltages within the electrical system of a wind turbine. In such cases, the relevant parts of the electrical systems and voltage levels, current levels and duration shall be identified by analysis and/or testing and SPDs selected accordingly.

For the selection of SPD protection, the source alternator excitation circuit and the line side circuit of the source, the following parameters need to be considered in addition:

- the maximum voltages (L-L and L-Earth) including regulation tolerances,
- U_c should be selected so as to sustain the stress of repetitive transients superimposed on the operating voltages,
- the maximum frequency,
- operating frequency should be selected taking into account the switching frequency of the source.

Further examples hereof are given in Annex F.

Evidence shall be provided that the selected SPDs can withstand these specific stress levels.

8.5.5.10 Selection of SPDs with regard to discharge current I_n and impulse current I_{imp}

An analysis of the lightning current distribution within the wind turbine in accordance with IEC 62305-1 and IEC 62305-4 is recommended. Based on these calculations, SPDs can be selected with regard to discharge current I_n and impulse current I_{imp} .

SPDs for particularly exposed circuits may require higher ratings than those given in IEC 60364-5-53 or such circuits could be shielded. Such circuits particularly exposed to either high stresses or repeated stresses should be identified by analysis. If applicable, such exposed circuits within the electrical and control systems of a wind turbine shall be documented in the wiring diagrams by the wind turbine manufacturer. Further information hereof is given in Annex F.

8.5.5.11 Selection of SPDs with regard to short-circuit current and the follow current interrupt rating

The short-circuit withstand current rating of the combination of the SPD and the overcurrent protective device (OCPD – e.g. a fuse) and the follow current interrupt rating of the SPD as declared by the SPD manufacturer shall be equal to or higher than the maximum short-circuit current expected at the point of installation. In addition, when a follow current interrupt rating is declared for the SPD, it shall be confirmed by either calculation or testing that the actual OCPD installed in the specific power circuit does not operate.

8.5.5.12 Behaviour of SPDs in case of multiple lightning flashes

Owing to the relatively high frequency of lightning flashes to wind turbines and the critical nature of the installation of SPDs within wind turbines, SPDs shall be able to withstand multiple lightning flashes.

8.5.5.13 Protection against transient switching overvoltages created within wind turbines

Transient overvoltages and surges caused by switching operations in electrical systems (switching electromagnetic impulse, SEMP) needs to be considered as well. However, it is outside the scope of this document. For general information, the reader is referred to IEC TR 62066 for discussion of switching overvoltages.

Protection against transient switching overvoltages can be provided by installing SPDs located as close as possible to the origin of such threats. Overvoltages due to switching can be longer in duration and can contain more energy than the transient overvoltages of atmospheric origin. This has to be considered for the selection of SPDs with regard to nominal discharge current and impulse discharge current.

Clause F.7 gives some information on the selection of SPDs with regard to overvoltages created within wind turbines.

8.5.6 Testing methods for system immunity tests

System immunity tests in accordance with Annex H shall be performed for systems with power ports or signal ports connected to incoming lines coming from LPZ 0_A or 0_B (with partial lightning currents flowing on these lines). Typical examples are warning and control systems mounted on the top of the nacelle, e.g. aviation light, electronics inside blades.

For all other electrical systems, the tests in Annex H give additional information about the system level immunity – see also 8.5.5.8.

8.6 Electrical high-voltage (HV) power systems

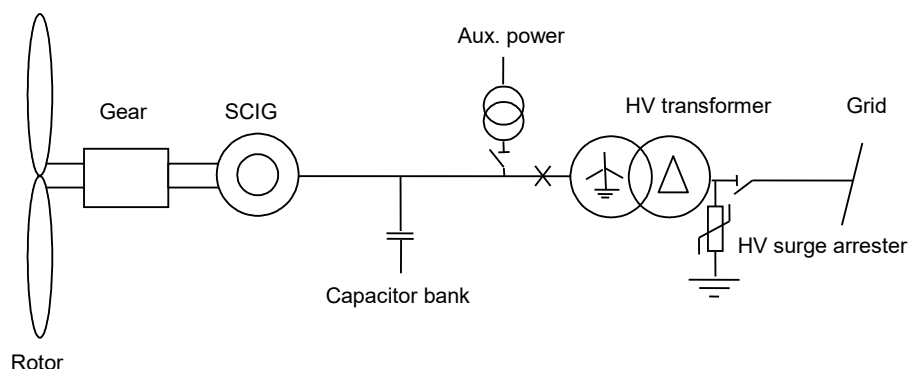
Large wind turbines are usually connected via a high-voltage (HV) transformer to an underground HV cable system, which may connect an array of wind turbines either directly to the grid or to a transformer station stepping up the voltage to that of the sub-transmission system at for example 132 kV.

The wind turbine HV transformer is usually placed in the nacelle, in the bottom of the tower or next to the wind turbine tower.

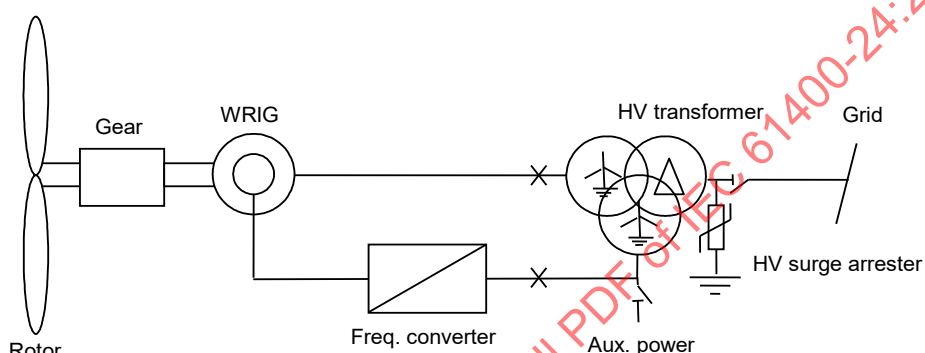
HV surge protection devices are usually referred to as surge arresters. In a wind turbine application, surge arresters serve to protect the transformer and the high-voltage system in general against earth potential rise due to lightning currents passing through the wind turbine earthing system, and to protect against transients entering the wind turbines from the HV cable system outside the wind turbine. The need for surge arresters on the HV side of the transformer should be evaluated based on the principles in IEC 62305-2 and IEC 60071 (see Clause 7 and Annex B).

Assessment of the levels of transients coming from the HV cable system outside the wind turbine requires special transient electrical network simulations. The studies should be made in accordance with the IEC 60071 series. In case such studies are not performed, HV surge arresters are advisable as a general precaution. See also IEC 62305-4 for guidance on how to use transient network simulations.

HV surge arresters should be metal-oxide surge arresters without gaps in accordance with IEC 60099-4 and should be selected and applied in accordance with IEC 60099-5.



a) Squirrel cage induction generator (SCIG)



b) Doubly fed induction generator (DFIG)

Figure 9 – Examples of placement of HV arresters in two typical main electrical circuits of wind turbines

High-voltage surge arresters should preferably be placed at the HV transformer terminals as shown in Figure 9, thereby providing maximum protection for the transformer. However, as it may be convenient to place surge arresters at a distance from the object to be protected, the allowed distance shall be decided by calculation. A distance of up to 10 m between the arrester and the object to be protected can usually be allowed. If the distance is larger or circumstances require a closer study, it is necessary to decide if for instance arresters at the bottom of the tower can provide the needed protection for a transformer placed in the nacelle. If the transformer is placed outside the tower, it is important that the transformer earthing system is connected to the wind turbine earthing system, and preferably it should be one earthing system.

SPDs on the low-voltage (LV) side of the HV transformer are probably an appropriate general precaution, particularly if significant transients may pass through the transformer from the high-voltage side, in which case a type of SPD for transformer application should be chosen (i.e. SPDs with high energy absorption capability). The transient capacitive and inductive coupling between the HV and LV sides of a transformer, and therefore also the transient levels transferred to the LV side, depend very much on the design of the transformer and particularly on the earthing connection of the LV winding (refer to IEC 60071-2:2018, Annex E for further information). It is therefore advisable as a general precaution to install SPDs on the LV side of the transformer, or alternatively to obtain a sufficiently detailed transformer model from the manufacturer for transient studies in order to decide if SPDs are required on the LV side of the transformer.

NOTE IEC 60204-11 states general requirements for high-voltage systems on machinery.

9 Earthing of wind turbines

9.1 General

9.1.1 Purpose and scope

To disperse lightning currents and prevent damage to a wind turbine, an efficient earthing system is essential. The earthing system shall furthermore protect people and livestock against electric shock. When faults occur in the electrical grid, it is necessary to keep the touch and step voltages and the overall earth potential rise to a safe level until protection devices have tripped and safely interrupted the flow of fault current. For lightning flashes, the earthing system shall be designed to disperse and conduct high-frequency and high-energy lightning current into the earth without any dangerous thermal and/or electrodynamic effects.

It is generally recommended that one earthing system is established for a wind turbine to be used for lightning protection as well as for power system earthing purposes. Furthermore, it is recommended to include metal parts in the foundation structures in the earthing system, because using the metal parts of the large foundation structures will result in the lowest possible earthing resistance, and because attempting to separate an earthing system from the metal parts of the foundation would represent a structural hazard, particularly for concrete foundations.

Concerning the design of the earthing system to prevent high-step and touch voltages due to failures in high-voltage components, please refer to high-voltage electrical codes such as IEC 61936-1 and IEC TS 61936-2, IEC 60364-5-54, IEC 60364-6 and relevant national standards. In relation to human safety, refer to IEC TS 60479-1 and IEC TR 60479-4.

It is outside the scope of this document to specify lightning protection systems and earthing systems for wind farms as a specific design study needs to be done for each wind farm considering the site-specific conditions and the power and communication interconnections between wind turbines and to the outside systems. Guidance with regards to earthing systems for wind farms is included in informative Annex Q.

9.1.2 Basic requirements

The earthing system of the wind turbine shall be designed to provide sufficient protection against damage due to fault currents and lightning strikes intercepted by the turbine. The design of the earthing system shall correspond to the LPL for which the wind turbine protection system is designed.

The earthing system shall be designed to meet four basic design requirements:

- a) ensure personal safety with regard to the step and touch voltages which appear during earth faults and lightning current exposure;
- b) prevent damage to equipment;
- c) withstand the thermal and electrodynamic forces it will be subjected to during a fault current and lightning exposure;
- d) have sufficient long-term mechanical strength and corrosion resistance.

9.1.3 Earth electrode arrangements

Two basic types of earth electrode arrangements that are described in IEC 62305-3 apply to wind turbines:

- type A arrangement: This arrangement is not recommended for wind turbines, but can be used for minor buildings (for example buildings containing measurement equipment or office sheds that are connected to a wind turbine farm). Type A earthing arrangements are made with horizontal or vertical electrodes connected to not less than two down conductors on the structures;

NOTE For further information on type A arrangements, see IEC 62305-3:2010, 5.4.2.1.

- type B arrangement: The type B arrangement is recommended for use with wind turbines. This type of arrangement comprises either an external ring earth electrode in contact with the soil for at least 80 % of its total length or a foundation earth electrode. The ring electrodes and metal parts in the foundation shall be connected to the tower structure.

9.1.4 Earthing system impedance

The conventional earthing impedance of the earthing system does not affect the efficiency of the air termination system and down conducting system. The earthing system shall be designed to have as low an impedance as possible to reduce the total voltage drop when conducting transient lightning currents (i.e. minimise the earth potential rise), to reduce the partial lightning current flowing into the service lines connecting the wind turbine and to reduce the risk of sparks to other service lines close to the earthing system.

The party responsible for designing the foundation shall document the remedies implemented to reduce the earth potential rise when exposed to direct lightning attachment with stroke current of I rise time corresponding to LPL I. The documentation shall show how compliance with IEC 62305-3 is achieved, and how surge frequency impedances of the earthing system are considered with regard to touch and step voltage, DC and transient earthing system voltage rise.

Additional information is included in I.2.2.

9.2 Equipotential bonding

9.2.1 General

Equipotentialisation is achieved by interconnecting the LPS with

- structural metal parts;
- metal installations;
- internal systems;
- external conductive parts and service lines connected to the structure.

When lightning equipotential bonding is established to internal systems, part of the lightning current may flow into such systems and this effect shall be taken into account.

The manner in which lightning equipotential bonding of service lines such as telecommunication and power lines is achieved is important and shall be discussed with the operator of the telecommunication network, the electric power system operator and other operators or authorities concerned, as there may be conflicting requirements.

9.2.2 Lightning equipotential bonding for metal installations

Lightning equipotential bonding connections shall be made as direct and as straight as possible.

The minimum values of the cross section of the bonding conductors connecting different bonding bars/points and of the conductors connecting the bars/points to the earth termination system are listed in IEC 62305-3.

The minimum values of the cross section of the bonding conductors connecting internal metal installations to the bonding bars/points are listed in IEC 62305-3.

9.3 Structural components

9.3.1 General

In general, all structural conducting components of the wind turbines will be able to conduct a part of a lightning current and thus equipotential bonding of structural conducting components shall be made.

9.3.2 Metal tubular type tower

The tower shall be considered as the primary protection earth conductor (PE) and equipotential bonding connection.

Due to the height of the towers, direct lightning attachment to the tower structure shall be expected and thus considered in the design of the tower. All electrical conducting components and all major metal parts that may conduct lightning current shall be bonded to the tower. The tower shall be used as the down conductor and constructed in such a way that lightning current can flow unobstructed.

9.3.3 Metal reinforced concrete towers

The tower shall be considered as the primary protection earth conductor (PE) and equipotential bonding connection. Due to the height of the tower, direct lightning attachment to the tower structure shall be expected and thus considered in the design of the tower (see IEC 62305-3).

External lightning protection systems can be considered for use with concrete towers, but should always be bonded to the steel reinforcement of the tower.

Equipotential bonding outlets connected to the steel reinforcement shall be placed at strategic termination points for bonding of equipment inside the tower. The reinforced concrete tower shall be designed in accordance with 9.3.6.

Due to the increasing height, towers are also designed as "hybrid towers" where the upper part is designed as a metal tubular tower (see 9.3.2). The lower part is designed as a metal reinforced concrete tower. Special attention shall be paid to the equipotential bonding connections placed between the upper and lower part of the tower. These connections need to be distributed around the platform-tower interface wall at several positions at equal spacing around the perimeter in order to effectively provide electromagnetic shielding of the inside of the tower and facilitate the protection of internal installations. These connections shall withstand the electromechanical and thermal effects of lightning current (see IEC 62305-3). This can be achieved by choosing components that have successfully been tested in accordance with IEC 62561-1.

For concrete towers wholly or partly constructed of elements and anchoring steel wires, tendons, flanges and similar designs (e.g. modular pre-cast towers), all parts and connections of such systems shall be able to sustain the effects of conducting the relevant level of lightning current and the corresponding electrodynamic forces (see IEC 62305-3) without compromising the mechanical design requirements.

9.3.4 Lattice tower

A lattice tower protects the inside of the tower against direct lightning attachment and provides some reduction of the lightning electromagnetic field, hence the space inside the tower is defined as LPZ 0_B. The lightning down conduction should be done via the lattice tower structural elements, which therefore have to fulfil the dimensions required for down conductors stated in IEC 62305-3 taking current sharing between the parallel paths into account.

Some protection for cables can be achieved by placing them in the inside corners of the tower leg metal profiles. Shielding cable conduits or trays placed inside the lattice tower will also provide protection.

9.3.5 Systems inside the tower

The inside of the tower shall have its LPZ defined for which the protection level required for internal equipment shall be evaluated as discussed in 8.5.

Ladder systems shall be bonded to the tower at each end and at every platform. It shall be ensured by bonding that touch and step voltages never exceed values listed in IEC 62305-3.

Rails, guides for hoists, hydraulic piping, tendons, wires for personal protection and other components passing through a tower shall be bonded at each end.

If relying on separation distance in the design, this shall be specifically addressed and documented.

The HV transformer earthing system should be connected to the wind turbine earthing system. It is not recommended to use separate earthing systems for power systems and lightning protection.

9.3.6 Concrete foundation

Since the metal reinforcement of the wind turbine foundation will always be part of the lightning or fault current path to remote earth due to the mechanical and electrical connections to the tower, the metal reinforcement in a foundation shall always be considered a part of the LPS.

Electrical continuity of steelwork in reinforced concrete structures shall be ensured. Steelwork within reinforced concrete structures is considered to be electrically continuous if the major parts of vertical and horizontal bars are connected. Connections between metal reinforcement parts shall be either welded, clamped or overlapped by a minimum of 20 times their diameters and bound by conductive thread or otherwise securely connected. Special care should be exercised at the interconnections to prevent damage to the concrete due to localised arcing across poor contacts.

The connections between reinforcement elements shall be specified by the designer, and the installer shall carry out QA control of connections. The requirement for short and straight connections for the lightning protection earthing shall be recognised at all times.

If the metal reinforcement is used for the power system protective earth, the thickness of the metal reinforcement rods and the connections shall comply with the requirements for power system earthing systems which are usually stipulated in the electrical code.

Outlets for additional bonding, measurement or expansion of the earthing system shall be made at appropriate locations on the foundation.

9.3.7 Rocky area foundation

In rocky areas, the lowest resistivity is normally in the surface of the rock. ITU-R P.832-3 provides maps showing regions where high resistivity rock with conductivity of 1 mS/m or less (resistivity of 1 000 Ω m or more) is expected

The B type earth termination system shall be used. See I.1.1 for further information on design details.

A low-frequency ground potential rise study needs to be done to analyse the conditions of the individual site, and the earthing system shall be designed based on this and fulfilling the requirements to allowed touch and step voltages.

Rock anchor bolts shall be interconnected to each other and to the ring earthing system. If metal reinforced concrete is used, please refer to 9.3.6.

In rocky areas, it may not be possible to reach a low earthing resistance without establishing very extensive earthing systems. In such areas, emphasis should therefore be on providing surface potential difference control to limit touch and step voltages at the surface where people and livestock are likely to be standing, such as by placing one or more ring electrodes around the wind turbines and other installations, while providing surge protection for all service lines connecting the wind turbines to the power collection system and communication systems (see 8.5).

9.3.8 Metal mono-pile foundation

A metal mono-pile foundation is by nature a large earth electrode. It shall be used as the primary earth electrode.

A ring electrode system for controlling the surface potential gradients close to the foundation may be necessary depending on soil resistivity.

9.3.9 Offshore foundation

The resistivity of seawater is considerably lower than most soils (See ITU-R P.832-3 for information on seawater resistivity). Therefore, for an offshore foundation, such as a mono-pile or metal reinforced concrete foundation, the earthing system requirements are considered fulfilled and no additional measures such as ring electrode, etc. are required. Interconnection of offshore foundations other than by the connection of power collection system cable shields to local earth at both ends is generally not required.

External earthing systems of copper cannot be used off shore due to corrosion issues.

9.4 Electrode shape dimensions

The minimum length, l_1 , of earth electrodes depends on the lightning protection level (I-IV) and on the soil resistivity.

For soil resistivities higher than 500 Ωm , the minimum length, l_1 , increases linearly up to 80 m at a soil resistivity of 3 000 Ωm .

A type B arrangement comprises either a ring conductor external to the structure to be protected, in contact with the soil for at least 80 % of its total length, or a foundation earth electrode. Such earth electrodes may also be meshed.

For the ring earth electrode (or foundation earth electrode), the mean radius, r_e , of the area enclosed by the ring earth electrode (or foundation earth electrode) shall not be less than the value l_1 :

$$r_e \geq l_1 \quad (20)$$

Where l_1 is represented in Annex I, Figure I.1 according to LPS levels I, II, III and IV.

When the required value of l_1 is larger than the convenient value of r_e , additional horizontal or vertical (or inclined) electrodes shall be added with individual lengths l_r (horizontal) and l_v (vertical) given by the following equations:

$$l_r = l_1 - r_e \quad (21)$$

$$l_v = (l_1 - r_e)/2 \quad (22)$$

The number of electrodes shall be not less than two.

The additional electrodes should be connected as equidistantly as possible.

The stated minimum length, l_1 , can be disregarded if the earthing resistance of the earthing system is less than $10 \, \Omega$ measured at a frequency different from power frequency (50 Hz to 60 Hz) and low order harmonics hereof.

Information about the soil resistivity, prospective earth fault current and clearance time is of utmost importance in the planning of the correct design and installation of the earthing system.

The soil resistivity will differ very much depending on the character of the soil. Methods for calculating the necessary earth electrode according to geometrical and physical shapes are given in Annex I.

9.5 Execution and maintenance of the earthing system

The earthing system designer shall prepare an installation plan, which describes the layout of the earthing system with details of connection points, the use of connectors, clamps and welds, the position and amount of outlets and their type and quality.

Inspection shall be carried out during construction work, particularly before casting of concrete.

NOTE Electrical codes can require measurement of the earthing resistance.

A service and maintenance manual shall describe how often and how to inspect and maintain the earthing system. The inspection intervals should be agreed between the designer and the operator of the wind turbines. It should take into account aggressive environments where more regular inspection might be necessary. If components in the earthing system are expected to have a certain service life time, the inspection interval cannot be longer than the shortest expected service life time of the components.

10 Personal safety

Erection of large wind turbines on land takes several days when including the time it takes to assemble and disassemble the very large cranes that are used. Offshore wind turbines on the other hand may be erected within less than a day by the use of special vessels or jack-ups. In any case, there is usually up to a few weeks of post erection completion work before the wind turbine is commissioned. During this time, many people work in, on and around the wind turbine, and they are at considerable risk of being affected if lightning strikes the wind turbine.

Therefore safety procedures with regard to lightning should be established. Such procedures should include:

- regular checking of local weather forecasts (e.g. every morning);
- first aid training for personnel in relation to lightning injuries and injuries due to electrical accidents;
- application of intermediate earthing system connections as soon as possible;
- identification of safe locations;
- information about signal for lightning warning to everybody on the site;
- personnel instructions to
 - keep lookout for developing thunderclouds, audible thunder and visible lightning;
 - be aware of signs of high electrical fields from thunder clouds, such as hair standing on end, crackling sounds or light glow from pointed extremities such as air termination systems;
 - interrupt work and go to nearest safe location when lightning threat has been realised or lightning warning signal is received.

Such safety procedures should be included in the health and safety plan of the construction site and should be included in the wind turbine erection manual as well as the service and maintenance manual provided by the wind turbine supplier.

Safe locations should be clearly identified by marking (e.g. pictograms).

Weather bureaus usually provide reasonably accurate thunderstorm forecasts and even provide warning services by telephone, text messages, or internet, which should definitely be considered. However, it should not replace instruction of people on site to keep lookout for developing thunderclouds, thunder (audible within 10 km to 15 km) and lightning (visible within ~ 30 km). Local area and even portable lightning detection and thunderstorm warning devices, which could be useful, are available from different manufacturers. Refer to Annex L for further information on lightning monitoring systems.

Some lightning warning systems may not provide warning of all lightning flashes, especially of the first lightning flash in a developing storm (see IEC 62793 for information on thunderstorm warning systems). Therefore, it is essential that all personnel are made aware of the risk of lightning to their personal safety.

During construction work, connection of cranes, generators, etc. to the earthing system should be made as soon as possible.

People working on the outside of the nacelle and on the blades are definitely not safe, just as people stepping out of the wind turbine tower, standing next to the tower, climbing ladders, touching or working on electrical circuits, hardwired communication system etc. will be at risk if lightning strikes the wind turbine. They should therefore be instructed to stop work and go to safe locations until the danger is over.

Platforms inside tubular towers are in general considered safe locations, as the tower is a near to perfect Faraday cage. People in the wind turbine should be instructed to stop work and go to the closest platform inside the tower and stay there until the thunderstorm has passed. Other safe places are inside metal roof vehicles, metal containers, etc.

As it may be difficult to communicate effectively in a construction area, some kind of acoustic warning signal, radio or equivalent effective means of wide area warning should be agreed (it could just be repeated honking of a car horn or a compressed air horn).

The wind turbine documentation shall define safe locations in the wind turbine including necessary personal safety distances and other precautions to be taken by people while at the safe location, such as instructions to stand or sit on the platforms and avoid touching electrically conducting systems extending vertically in the tower.

The separation distance as defined in IEC 62305-3 can be used to calculate the personal safety distance to avoid uncontrolled flashovers to persons at the safe locations.

11 Documentation of lightning protection system

11.1 General

This clause summarises all documentation required in other clauses. The descriptions are shortened and grouped for improved overview.

Documentation during assessment for design evaluation is given in 11.2, and for site assessment in 11.3. Documentation needed prior to inspection of lightning protection systems is given in 11.4, and manuals are listed in 11.5.

The documentation may either be a separate lightning protection document, or references to the other documentation where the information is available.

11.2 Documentation necessary during assessment for design evaluation

11.2.1 General

General documents (11.2.2) shall have the focus on the wind turbine as a whole and showing the protection philosophy used. They shall have links to the other, more detailed documents for rotor blades, mechanical, electrical, bonding, earthing and other systems (11.2.3 through 11.2.7).

11.2.2 General documentation

- a) General arrangement drawing (single-line representation) of the wind turbines lightning-protection, comprising:
 - 1) the separate structures and the connections;
 - 2) circuit diagrams showing LPZ and their boundaries, Annex E give basic examples for such a documentation;
 - 3) lightning air termination systems;
 - 4) location of lightning down conductors;
 - 5) earth electrodes and surface potential control;
 - 6) location of the bonding conductors and bonding bars;
 - 7) location of SPDs;
 - 8) cable shield bonding points.
- b) Design
 - 1) description of how the lightning current is conducted away from the interception points and through the wind turbine to the earthing system;
 - 2) lightning protection level used for the design;
 - 3) if less than LPL I is used the risk assessment should be documented;
 - 4) an analysis of the lightning current distribution within the wind turbine;
 - 5) selection and verification of SPD's energy coordination;
 - 6) specification of materials used, including corrosion properties and corrosion protection;
 - 7) identification of wear parts and maintenance-free parts of the LPS.
- c) Personnel safety procedures with regards to lightning.

11.2.3 Documentation for rotor blades

- a) Drawing of the rotor blades containing:
 - 1) down conductor cross-sectional areas;
 - 2) any additional conductive components;
 - 3) connection between individual down conductor segments.
- b) Description containing:
 - 1) mounting of the air termination and down conductor systems;
 - 2) measures taken to avoid internal arcing in the blade;
 - 3) definition of the required inspection and maintenance for the air termination system, spark gaps or sliding contacts;
 - 4) definition of required inspection and maintenance for down conductor system and connection components;
 - 5) instructions for inspection and maintenance, including definition of replacement criteria for wear parts.
- c) Documentation of method of verification showing the ability of the air-termination and down conductor system to sufficiently intercept lightning strikes and conduct lightning currents.

11.2.4 Documentation of mechanical systems

- a) Verification of lightning-current-conducting capability.
- b) Descriptions of measures taken to protect bearings and hydraulic systems from the effect of lightning current. The description shall contain documentation and evidence of its proven technology and/or test reports verifying the effectiveness of protection measures.
- c) If no protection is provided, test reports are required showing that even with regular lightning impacts, the bearings are able to be operated for the design lifetime.

11.2.5 Documentation of electrical and electronic systems

- a) electrical and electronic systems shielding and installation design;
- b) SPD selection and coordination;
- c) immunity levels of the equipment;
- d) maintenance plan for SPDs;
- e) analysis defining the need for high-voltage arresters.

11.2.6 Documentation of earthing and bonding systems

- a) general electric equipotential plan for all bonding and earthing in the turbine, showing the general electrical equipotential bonding system;
- b) descriptions and drawings containing relevant data;
- c) specification of materials used, including corrosion properties and corrosion protection applied;
- d) description of QA (quality assurance) control to be made to connections in the LPS.

11.2.7 Documentation of nacelle cover, hub and tower lightning protection systems

- a) Drawing containing the following information:
 - 1) nacelle cover, spinner showing metal parts used as lightning air termination system;
 - 2) air termination systems;
 - 3) bonding points;
 - 4) description and marking of earth system connection points if applicable;
 - 5) metal nets or closed metal conduits, where applicable;
 - 6) the shielding measures for the hub and nacelle;
 - 7) marking of measurement points.

- b) Test reports or certificates of used LPS components if applicable.
- c) Bonding of external lightning protection systems for concrete towers to the reinforcement metal of the tower.
- d) Lattice tower structural elements dimensions.

11.3 Site-specific information

Site-specific information and documentation is not part of the design evaluation of a wind turbine.

- a) Lightning occurrence in the region of the wind farm site.
- b) For earthing documentation additionally:
 - 1) soil resistivity;
 - 2) earth fault current;
 - 3) earth fault clearance time;
- c) Health and safety plan for the construction site with respect to lightning and thunderstorms.

11.4 Documentation to be provided in the manuals for LPS inspections

- a) description of the LPS;
- b) description of earthing system;
- c) reports of previous inspections, if relevant;
- d) visual LPS inspection report template;
- e) complete LPS inspection report template.

11.5 Manuals

The following manuals (instructions), which can be combined, shall cover relevant issues with regards to lightning protection and earthing systems:

- a) foundation installation and maintenance manuals;
- b) tower installation and maintenance manuals;
- c) wind turbine transport, assembly and commissioning manuals;
- d) wind turbine operation, service and maintenance manuals.

12 Inspection of lightning protection system

12.1 Scope of inspection

As part of the lightning protection concept, an inspection programme shall be defined and included in the wind turbine manuals. The objective of the inspections is to ensure that:

- the LPS continues to conform to the original design based on this document;
- all components of the LPS are in good condition and capable of performing their designed functions.

The LPS shall be designed in a way that enables the operator to inspect the vital parts of the system.

The manufacturer of the wind turbine is responsible for making an inspection plan/inspection instruction and including self policing points in work instructions, wind turbine service and maintenance manuals, and foundation maintenance manual, etc.

12.2 Order of inspections

12.2.1 General

An inspection programme shall be established. Inspections should be performed in accordance with 12.1 and shall at least be performed during the following processes:

- production of the wind turbine;
- installation of the wind turbine;
- commissioning of the wind turbine;
- at reasonable intervals with regard to the location of the wind turbine (general maximum intervals between regular inspections are given in Table 6);
- after situations where parts of the wind turbine have been dismantled or repaired (i.e. blades, main components, controls systems, etc.).

12.2.2 Inspection during production of the wind turbine

The inspection programme can be done by quality inspectors or by self policing according to statements in the inspection plan. During the production, erection and installation of the wind turbine, it shall be secured that all installations and measures related to lightning protection are done properly. All important details shall be described in work instructions, etc.

12.2.3 Inspection during installation of the wind turbine

The earthing system shall be inspected carefully during the installation, with special focus on:

- mechanical damage during excavation and back filling;
- mechanical stability during casting;
- electrical connectivity to other steel parts (e.g. stairs on the outside);
- connection to foundation earthing systems;
- connection to external earthing systems;
- galvanic corrosion.

There might be other parts of the system not visible for inspection afterwards, which will require special focus during installation.

12.2.4 Inspection during commissioning of the wind turbine and periodic inspection

As part of the commissioning of the wind turbine, the lightning protection system shall be inspected. This shall be performed at least by visual inspection – and by continuity measurement in places where the LPS cannot be inspected. Continuity measurements shall be made in accordance with IEC 62305-3 and shall be made with an appropriate instrument, such as a four-wire micro ohm meter. Refer to Annex J for an example of defined measuring points.

NOTE Connections via brushes or spark gaps or equivalent can be short circuited if necessary to make a continuity measurement of other parts of the LPS.

When the inspection plan is made, it is important to take the following points into consideration:

- erosion and corrosion of air termination elements (only periodic inspection);
- mechanical and electrical properties of conductors, connections, sliding contacts or spark gaps;
- condition of connections, equipotential bonding, fixings, etc.;
- conditions of SPDs;

- corrosion of earth electrodes (only periodic inspection).

With certain intervals (given in Table 6), a complete inspection including measurements of continuity in vital parts of the LPS and inspection of SPDs that are not monitored shall be performed.

The blade manufacturer and the wind turbine manufacturer may in his service and maintenance manuals define specific LPS inspection intervals as a function of N_d , the number of lightning flashes to the wind turbine per annum based on the durability of the lightning protection design documented by analysis and testing. Maintenance may depend on lightning strike occurrence if lightning strikes to the wind turbine are monitored.

Continuity measurements can be made with an appropriate four-wire resistance meter, to verify the continuity. The pass criterion to be used may depend on the design and shall therefore be defined by the manufacturer. Lack of continuity is clearly a failure, but measurement of continuity itself does not validate the design.

The objective with the measurement is to demonstrate the continuity of the connection and not to get a certain value.

The specific values can be used as references between periodic measurements. Measuring points and pass criteria shall be defined in the service and maintenance manual.

Preferably, continuity of down conductors in wind turbine blades should be ensured by the construction of the system and checked during manufacturing so that continuity measurements in the field are not needed.

The manufacturer shall provide an inspection plan for the different parts of the LPS that needs to be inspected. The plan shall define how often and how the different parts shall be visually inspected and/or inspected by measurement. A general LPS inspection plan is provided in Table 6, which shall be used if an inspection plan is not provided by the manufacturer. Other inspection intervals than those stated in Table 6 may be used if the manufacturer provides documentation for the inspection intervals relevant for the specific LPS design.

Table 6 – LPS General inspection intervals

Protection level	Visual inspection (every X year)	Complete inspection including continuity measurements (every X year)
I and II	1	2
III and IV	1	4

12.2.5 Inspection after dismantling or repair of main parts

After dismantling or repair of main parts of the wind turbine, it shall be ensured that all installations related to the LPS are restored properly. If necessary, a full inspection shall be performed.

When the wind turbine is in normal operation, the inspection frequency will be determined in accordance with the local environmental conditions, but it shall be specified that the wind turbine is inspected as defined in 12.2.4.

12.3 Maintenance

Regular inspection is a fundamental condition for a reliable maintenance of a wind turbine LPS.

If the design of the LPS comprises wear parts (air termination points, mechanical sliding contacts, spark gaps, surge protection devices, etc.), it shall be ensured that these parts are maintained regularly during the periodic inspections – and in accordance with their expected service lifetimes – or that they are monitored by an automatic monitoring system that informs the operator of the wind turbine that a component is faulty.

All worn or defective components shall be changed without delay.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Annex A (informative)

The lightning phenomenon in relation to wind turbines

A.1 Lightning environment for wind turbines

A.1.1 General

The objective of this Annex A is to present in short form the most necessary information relevant for understanding the lightning phenomenon and the processes involved when lightning interact with wind turbines. More comprehensive information is available in the literature [4].

A.1.2 The properties of lightning

Lightning can be regarded as a current source, and the four lightning current parameters of concern in connection with design and dimensioning of lightning protection are: the peak lightning current (I), the steepness of the lightning stroke current impulses (di/dt), the charge transferred (Q) and the specific energy (W/R).

The recorded values of peak lightning current produced by a single stroke are in the range 2 kA to 300 kA. The maximum recorded values of charge transfer and specific energy are some hundreds of Coulombs (C) and, on very rare occasions, up to 20 MJ/Ω, respectively. These lightning current parameters govern the amount of physical damage that is done to wind turbine blades and/or the lightning protection system hardware. The stroke currents produce the high pressures that sometimes rupture blade composite structures. They also influence the magnitudes of lightning-indirect effects on electrical and electronic systems. The charge transferred produce melting at places of lightning attachment, such as the receptors, and at other places where lightning currents pass across gaps in the current path. The effects of the four lightning current parameters on lightning protection systems are summarised in Table A.3.

The maximum values of these parameters occur in only a small percentage of lightning flashes. The median value of peak lightning current is approximately 30 kA with median values of charge transfer and specific energy of 5 C and 55 kJ/Ω, respectively. In addition, the electrical characteristics of a lightning current vary with the type of lightning flash, season of the year and the geographical location.

The electric fields that immediately precede lightning attachments are also part of the lightning environment. These fields determine where lightning will attach to a structure, and whether non-conducting surfaces of the structure get punctured by streamers and connection leaders induced by these fields from internal conducting elements.

A.1.3 Lightning discharge formation and electrical parameters

Lightning flashes are produced following a separation of charge in thunderstorm clouds by processes described in the scientific literature (e.g. [4]). A lightning flash is observed when this charge is discharged to the earth or to a region of opposite polarity charge within the same cloud or a neighbouring cloud. The discussion that follows is concerned only with lightning flashes striking earth, resulting in the transfer of charge between a thundercloud and the earth.

A lightning flash usually consists of several components. The whole event following the same ionised path is called a lightning flash, which lasts up to about 1 s. The individual components of a flash are called short strokes and long strokes, where the latter are more commonly known as continuing currents.

Lightning flashes are one of two basic types, downward or upward initiated. A downward initiated flash starts at the thundercloud and heads towards the earth. In contrast, an upward initiated flash starts at an exposed location on the earth (for example a mountain top) or at the top of a tall earthed structure and heads towards a thundercloud. Commonly, these basic types are referred to as "cloud-to-ground flash" or "downward flash" and "ground-to-cloud flash" or "upward (initiated) flash", respectively.

Both types of lightning are further sub-divided according to the polarity of the charge removed from the thundercloud. A negative flash lowers negative charge from the thundercloud to the earth. A positive flash results in positive charge being transferred from the thundercloud to the earth. The majority of lightning flashes are negative, making up about 90 % of all cloud-to-ground flashes. Positive discharges make up the remaining about 10 % of all cloud-to-ground flashes. Normally, the positive flashes exhibit the most powerful current parameters (i.e. higher I , Q and W/R), while the negative flashes exhibit the steepest current impulses (i.e. highest di/dt).

Each lightning flash is different due to the natural variations in the thundercloud that produced it and the individual paths to ground. For example, it is not possible to predict that the next lightning flash to a particular structure will have a peak current of a given value. What can be said is that the structure has a given probability of being struck by a lightning flash with current parameters exceeding a certain value.

Probability distributions of the electrical parameters that are used to describe a lightning stroke have been produced using direct measurements of actual strokes to tall towers. This statistical data on lightning current parameters is used in the lightning protection standards of the IEC 62305 series (see Table A.1). Further information is now becoming available worldwide from regional and national lightning location systems. These systems can record the location of a lightning stroke and estimate the peak current.

The probability distributions that describe the current parameters of a lightning are different for each type of lightning (upward/downward and positive/negative first, subsequent and continuing current). The appropriate probability distributions are described below along with the typical wave shape of each type of discharge. The probability level given indicates the probability of the specified current parameter of a particular lightning exceeding the tabulated value.

A.1.4 Cloud-to-ground flashes

A.1.4.1 General

A cloud-to-ground flash (downward initiated discharge) is initially formed by a preliminary breakdown within the cloud. The physics of this process are not fully understood at this time. The parts of the discharge process taking place below cloud level are much better known.

A.1.4.2 Negative cloud-to-ground flashes

In the case of a negative flash, a stepped leader descends from the cloud towards the ground in steps of several tens of metres with a pause time between the individual steps of approximately 50 μ s. The steps have short-duration (typical 1 μ s) impulse currents of more than 1 kA. The leader channel contains, when fully developed, a total charge of about 10 C or more. The channel diameter is in the range of up to a few tens of metres. The total duration of the stepped leader process is a few tens of milliseconds. The faint leader channel is usually not visible to the naked eye.

The end of the leader, the leader tip, is at a potential in excess of 10 MV with respect to the earth. As the leader tip approaches the earth, this high potential raises the electric field strength at the surface of the earth. When the electric field at ground level exceeds the breakdown value of air, "answering" (upward moving) leaders are emitted from the earth or from structures on the ground. These upward moving leaders are commonly called connecting leaders. Connecting leaders play an important role in determining the attachment point of a lightning flash to an object.

When the descending stepped leader meets the upward moving connecting leader, a continuous path from cloud to ground is established. The charge deposited in the leader channel is then discharged to ground by a current wave propagating up the ionised channel at about one third of the speed of light. This process is called the first return stroke. The first return stroke may have a peak value of up to a few hundred kilo amperes and duration of a few hundred microseconds. The process of downward propagating lightning attachment is illustrated in Figure A.1, where it is illustrated that, relative to reference conditions (e.g. sea level), the exposure of objects on the ground is enhanced in areas with elevated ground and on mountains.

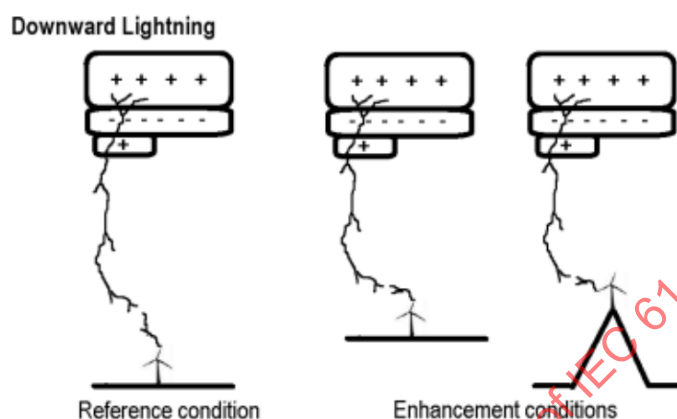
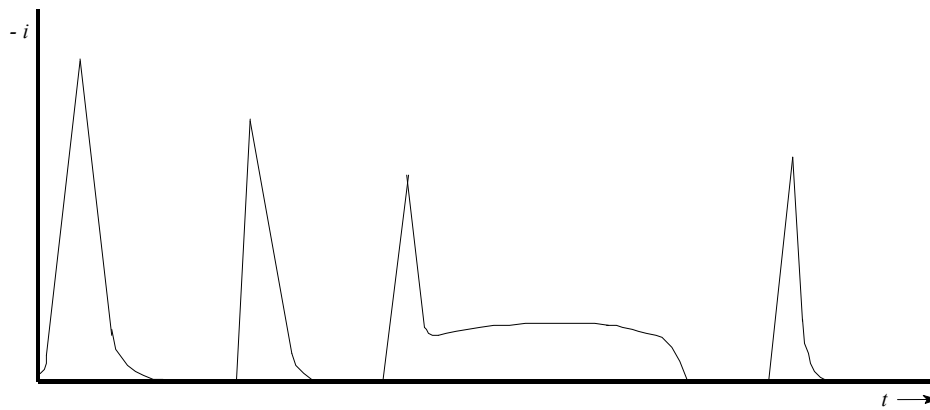


Figure A.1 – Processes involved in the formation of a downward initiated cloud-to-ground flash

After a time interval in the order of 10 ms to a few hundred ms, further leader/return stroke sequences may follow the path taken by the first return stroke. The (dart) leader preceding these subsequent return strokes is usually not stepped and much faster (duration of a few milliseconds). On average, a lightning flash contains three to four return strokes (including the first one). The return strokes constitute the visible part of the lightning flash.

Following one or more of the return strokes, a continuing current (also called a long stroke) may flow through the still-ionised channel. Continuing currents are quite different compared to the short-duration, high-amplitude currents of return strokes: the average current amplitude is in the range of a few hundred amperes, while the duration may be as long as several hundred milliseconds. Continuing currents transfer high quantities of charge directly from the cloud to ground. About one-half of all cloud-to-ground flashes contain a continuing current component.

Figure A.2 shows a typical profile of the lightning current in a negative cloud-to-ground flash. Following the contact of the stepped leader and the connecting leader, there is a first return stroke resulting (at ground) in a high-amplitude impulse current lasting for a few hundred microseconds. The current peak value is in the range of a few kA to 100 kA, the median value being about 30 kA (Table A.1). Following the first return strokes, subsequent return stroke(s) and continuing current(s) may occur. Although subsequent return strokes generally have a lower current peak value and a shorter duration than first return strokes, they generally have a higher rate of rise of current. Negative cloud-to-ground discharges may be composed of various combinations of the different current components mentioned above, as demonstrated in Figure A.5.

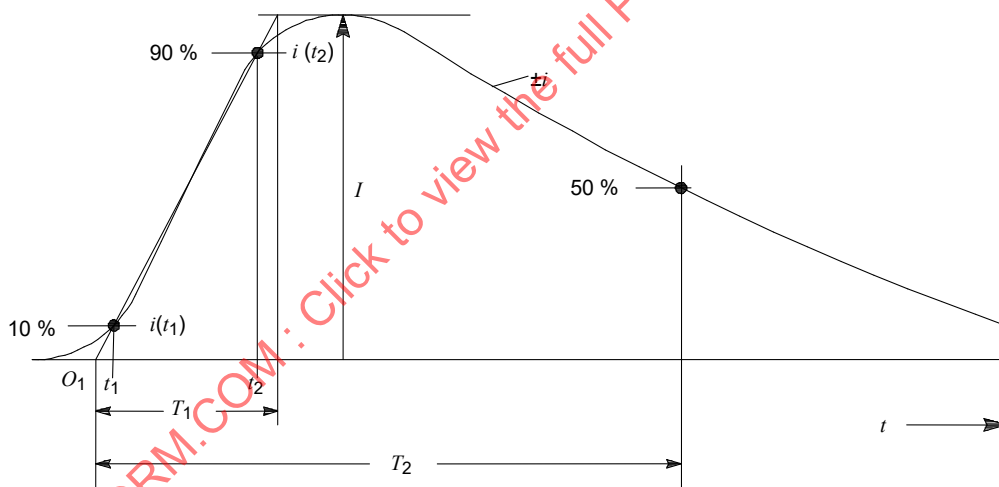


The drawing is not to scale.

Figure A.2 – Typical profile of a negative cloud-to-ground flash

A lightning current consists of one or more different strokes:

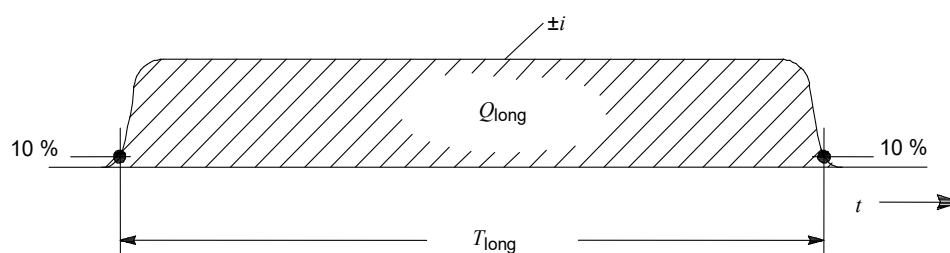
- short strokes with duration of less than 2 ms (Figure A.3);
- long strokes with duration of more than 2 ms (Figure A.4).



Key

- O_1 virtual origin
- I peak current
- i current
- t time
- T_1 front time
- T_2 time to half value

Figure A.3 – Definitions of short stroke parameters (typically $T_2 < 2$ ms)

**Key** T_{long} duration time Q_{long} long stroke charge

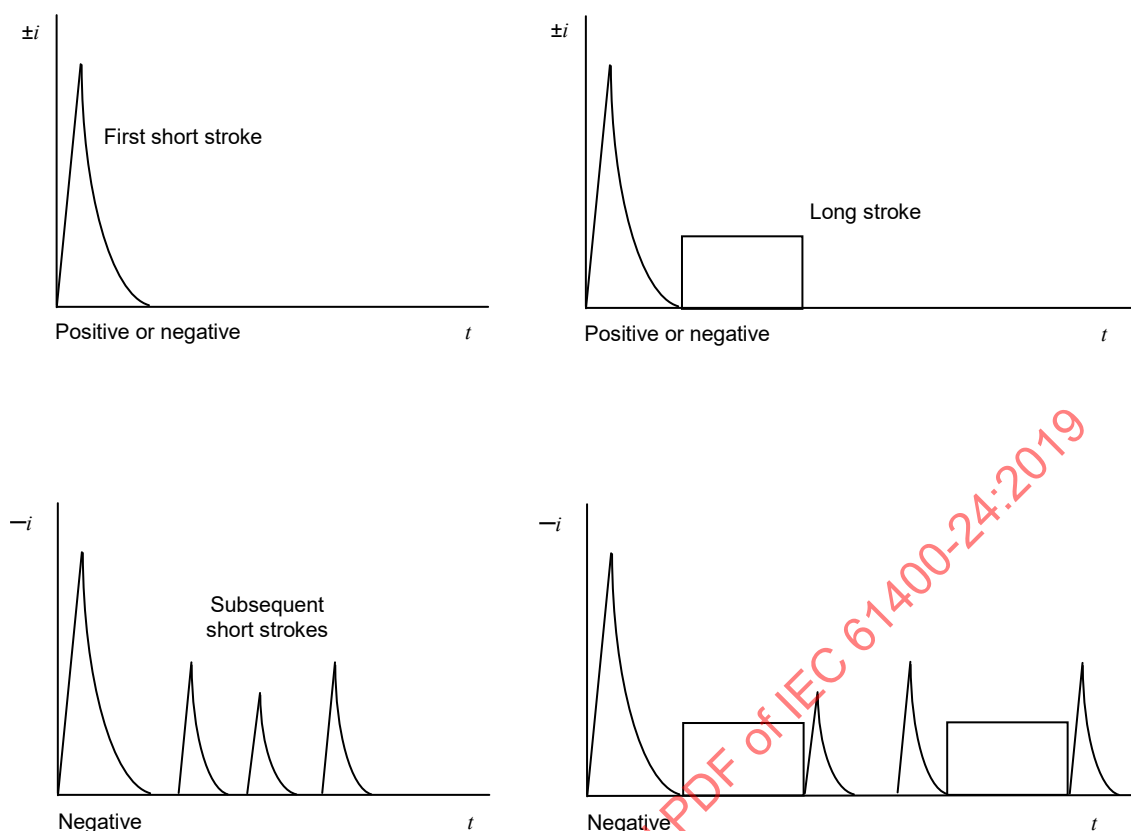
This figure is adapted from IEC 62305-1.

Figure A.4 – Definitions of long stroke parameters (typically $2 \text{ ms} < T_{\text{long}} < 1 \text{ s}$)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Table A.1 – Cloud-to-ground lightning current parameters

Parameter	Fixed values for LPL I	Values			Type of stroke
		95 %	50 %	5 %	
I (kA)	50 200	4(98 %)	20(80 %)	90	First negative short stroke
		4,9	11,8	28,6	Subsequent negative short stroke
		4,6	35	250	First positive short (single) stroke
Q_{flash} (C)	300	1,3	7,5	40	Negative flash
		20	80	350	Positive flash
Q_{short} (C)	100	1,1	4,5	20	First negative short stroke
		0,22	0,95	4	Subsequent negative short stroke
		2	16	150	First positive short (single) stroke
W/R (kJ/ Ω)	10 000	6	55	550	First negative short stroke
		0,55	6	52	Subsequent negative short stroke
		25	650	15 000	First positive short stroke
di/dt_{max} (kA/ μ s)	20	9,1	24,3	65	First negative short stroke
		9,9	39,9	161,5	Subsequent negative short stroke
		0,2	2,4	32	First positive short stroke
$di/dt_{30/90\%}$ (kA/ μ s)	200	4,1	20,1	98,5	Subsequent negative short stroke
Q_{long} (C)	200				Long stroke
t_{long} (s)	0,5				Long stroke
Front duration (μ s)		1,8	5,5	18	First negative short stroke
		0,22	1,1	4,5	Subsequent negative short stroke
		3,5	22	200	First positive short (single) stroke
Stroke duration (μ s)		30	75	200	First negative short stroke
		6,5	32	140	Subsequent negative short stroke
		25	230	2 000	First positive short (single) stroke
Time interval (ms)		7	33	150	Multiple negative strokes
Total flash duration (ms)		0,15	13	1 100	Negative flash (all)
		31	180	900	Negative flash (without single)
		14	85	500	Positive flash
This table is adapted from IEC 62305-1.					
NOTE The values of $I = 4$ kA and $I = 20$ kA correspond to a probability of 98 % and 80 %, respectively.					



This figure is adapted from IEC 62305-1.

**Figure A.5 – Possible components of downward flashes
(typical in flat territory and to lower structures)**

A.1.4.3 Positive cloud-to-ground flashes

In contrast to negative flashes, positive cloud-to-ground flashes are initiated by a continuously downward propagating leader which does not show distinct steps. The connecting leader and return stroke phases are similar to the processes described above for negative flashes. A positive cloud-to-ground flash usually consists of only one return stroke which may be followed by a continuing current.

Positive cloud-to-ground flashes are of great importance for practical lightning protection because the current peak value (I), total charge transfer (Q), and specific energy (W/R) can be larger compared to the negative flash. The return stroke tends to have a lower rate of current rise in comparison to a negative first return stroke. A typical current profile for a positive cloud-to-ground flash is shown in Figure A.6. Typical electrical parameters are summarised together with the parameters of negative discharges in Table A.1.

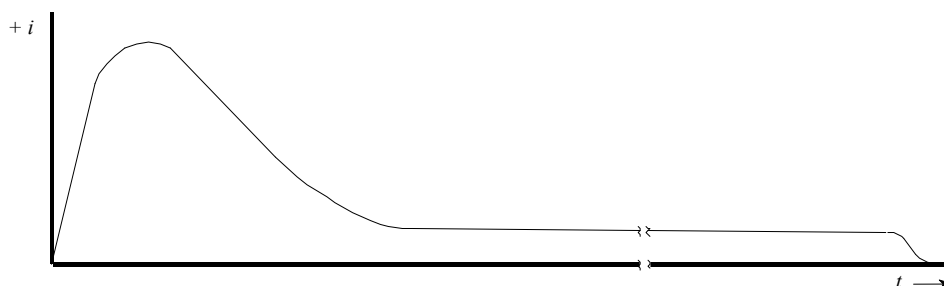


Figure A.6 – Typical profile of a positive cloud-to-ground flash

A.1.5 Upward initiated flashes

The charge in the thundercloud causes an elevation of the electric field on the surface of the earth, but usually not sufficient to launch an upward moving leader. However, the electric field may be significantly enhanced at mountains, objects placed on high ground, or at tall structures like towers or wind turbines (Figure A.7). At such locations, the electric field strength may become large enough to initiate an upward moving leader from ground towards the thundercloud. Structures with heights in excess of 100 m above the surrounding terrain (like modern wind turbines) are particularly exposed to upward initiated flashes.

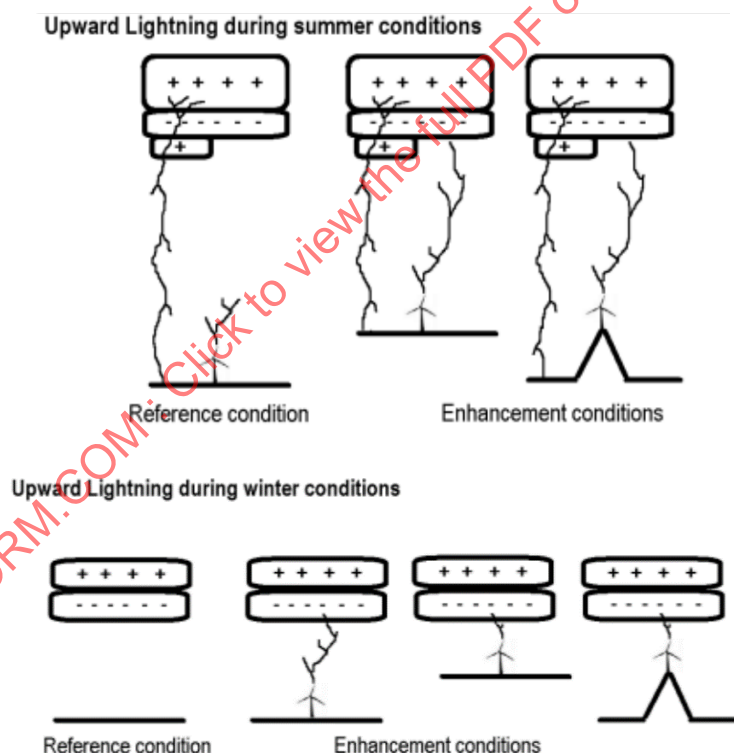


Figure A.7 – Processes involved in the formation of an upward initiated cloud-to-ground flash during summer and winter conditions

An upward initiated flash starts with a continuing current phase. Impulse currents can be superimposed on the continuing current (Figure A.8). The continuing current phase may be followed by subsequent return stroke(s) along the same channel. These return strokes are quite similar to the subsequent return strokes of cloud-to-ground flashes. Upward initiated flashes do not contain a component analogous to the first return stroke of cloud-to-ground flashes. The location where an upward lightning flash attaches to a structure is simply the same point where the upward leader is formed.

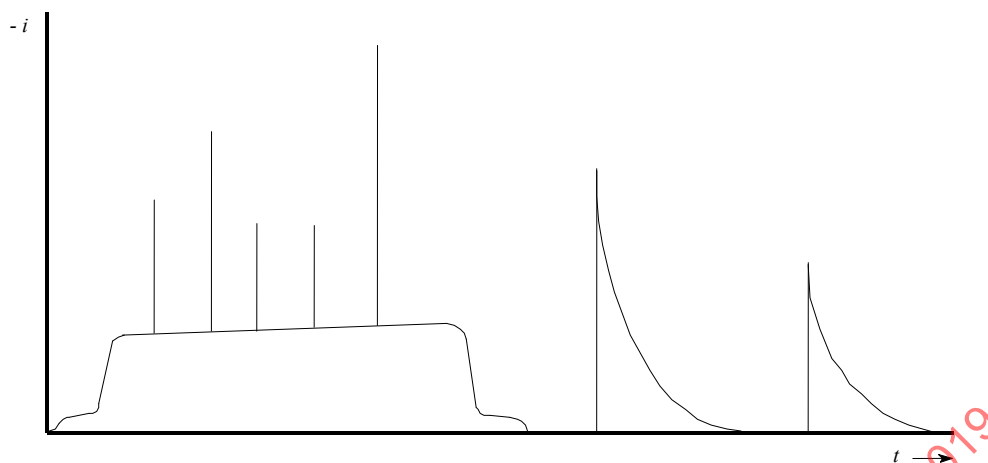


Figure A.8 – Typical profile of a negative upward initiated flash

Measurements of upward initiated flash parameters are made on tall objects that are prone to this type of flash. Detailed information from world-wide observations as well a comprehensive discussion of upward flashes by Rakov and Uman can be found in [4]. In recent years, upward flashes have also been studied by measurements on wind turbines.

The following information on current parameters relates to upward negative flashes since, although observed, upward initiated positive flashes are rare.

Although the current peak values of about 10 kA are relatively low, the charge transfer associated with the initial continuing current has in rare cases been as high as 300 C as shown in Table A.2 [4]. Upward initiated flashes, too, may be composed of various combinations of the different current components mentioned above, as illustrated in Figure A.9.

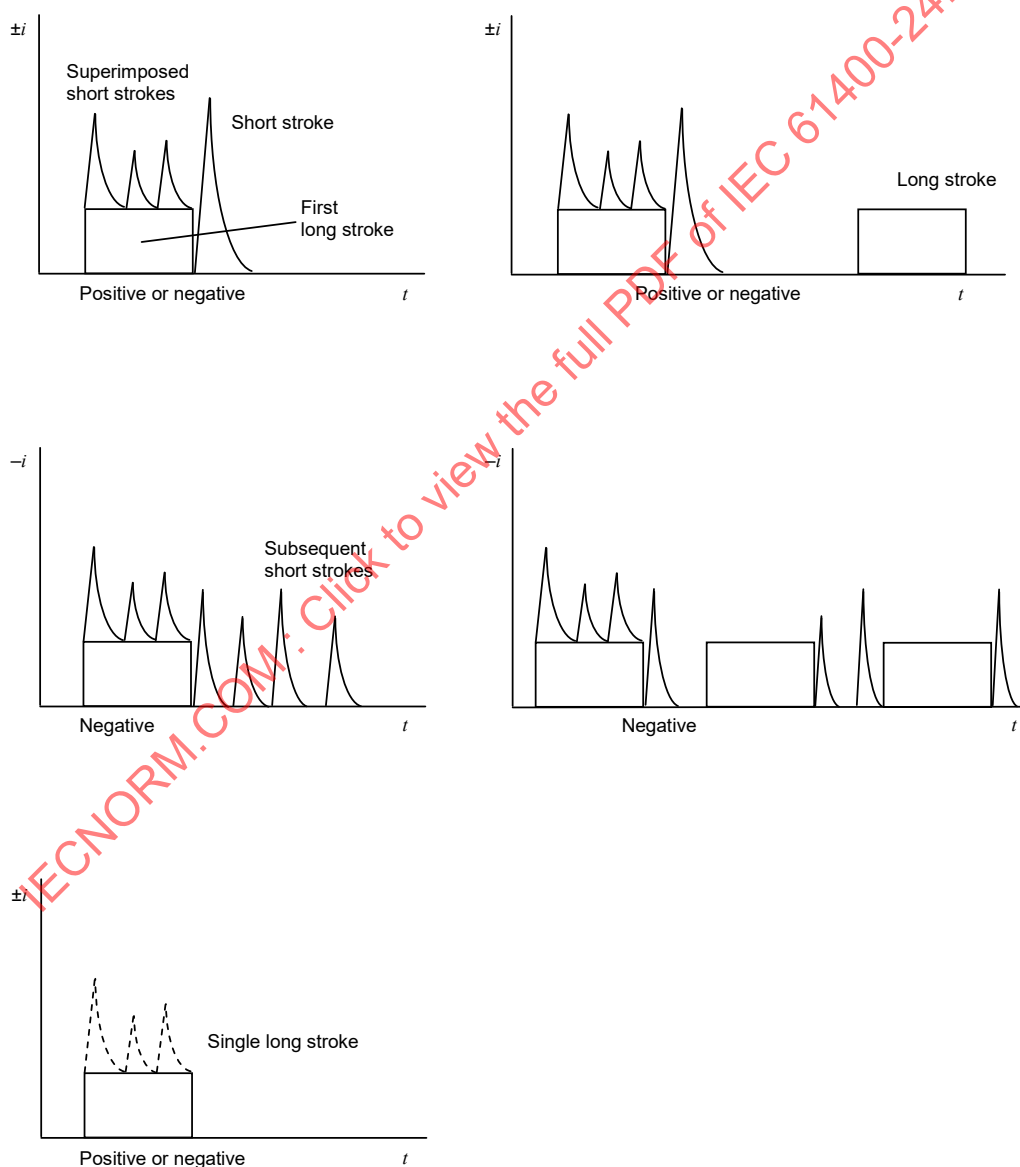
In general, upward initiated flashes have lower current parameter values when compared to downward lightning flashes, possibly with the exception of the total charge transferred. Furthermore, it is evident that tall objects placed at exposed locations may experience very frequent upward lightning flashes, particularly during winter thunderstorms where tens of upward lightning flashes have been observed on very exposed tall objects.

This is highly relevant for wind turbines because high and exposed locations are preferable for wind turbines owing to favourable wind conditions. Hence, it is necessary to consider the risk of upward lightning flashes, and developers are advised to seek information about winter lightning conditions at prospected sites. As upward lightning flashes originate from the extremities of the wind turbines (i.e. the blades and the air termination systems protecting the meteorological instrumentation on the nacelle), the point of attachment is given, and provided that the lightning protection is properly designed, it can be expected to function well also for upward lightning flashes.

However, a high frequency of winter lightning may make more durable air termination systems or periodic exchange of air termination systems necessary.

Table A.2 – Upward initiated lightning current parameters

Parameter		Maximum value
Total charge transfer	C	300 ^a
Total duration	s	0,5 to 1,0
Peak current	kA	20 ^b
Average rate of rise superimposed impulse currents	kA/μs	20
Number of superimposed impulse currents		50
^a Extensive research shows that the total charge transfer in upward initiated winter lightning in Japan has a maximum value of 1 000 C. ^b Extensive research shows that the peak current in upward initiated winter lightning in Japan has a maximum value of 100 kA.		



This figure is adapted from IEC 62305-1.

**Figure A.9 – Possible components of upward flashes
(typical to exposed and/or higher structures)**

A.2 Lightning current parameters relevant to the point of strike

The lightning current parameters playing a role for the physical integrity of an LPS are in general the peak current I , the charge Q , the specific energy W/R , the duration T and the average steepness of the current di/dt . Each parameter tends to dominate a different failure mechanism. The current parameters to be considered for tests are combinations of these values, selected to represent in laboratory the actual failure mechanism of the part of the LPS being tested. Table A.3 records the maximum values of I , Q , W/R , T and di/dt to be considered for tests as a function of the protection level required (see IEC 62305-1, Annex D for further details).

Table A.3 – Summary of the lightning threat parameters to be considered in the calculation of the test values for the different LPS components and for the different LPL

Component	Main problem	Lightning threat parameters					Notes
Air termination	Erosion at attachment point (e.g. thin metal sheets)	LPL	Q_{long} C	T			
		I	200	< 1 s (apply Q_{long} in a single shot)			
		II	150				
		III-IV	100				
Air termination and down conductor	Ohmic heating	LPL	W/R kJ/Ω	T			Dimensioning with IEC 62305-3 renders testing superfluous
		I	10 000	Apply W/R in an adiabatic configuration			
		II	5 600				
		III-IV	2 500				
	Mechanical effects	LPL	I kA	W/R kJ/Ω			
		I	200	10 000			
		II	150	5 600			
Connecting components	Combined effects (thermal, mechanical, and arcing)	LPL	I kA	W/R kJ/Ω	T		
		I	200	10 000	< 2 ms (apply I and W/R in a single impulse)		
		II	150	5 600			
		III-IV	100	2 500			
Earth terminations	Combined effects (thermal, mechanical, and arcing)	LPL	I kA	W/R kJ/Ω	T		Dimensioning usually determined by mechanical/chemical aspects (corrosion, etc.)
		I	200	10 000	< 2 ms (apply I and W/R in a single impulse)		
		II	150	5 600			
		III-IV	100	2 500			
SPDs containing spark gaps	Combined effects (thermal, mechanical and arcing)	LPL	I kA	Q_{short} C	W/R kJ/Ω	di/dt kA/μs	Apply I , Q_{short} , and W/R in a single impulse (duration $T < 2$ ms); apply di/dt in a separate impulse
		I	200	100	10 000	200	
		II	150	75	5 600	150	
		III-IV	100	50	2 500	100	

Component	Main problem	Lightning threat parameters					Notes
SPDs containing metal-oxide resistor blocks	Energy effects (overload)	LPL	$Q_{\text{short}}^{\text{C}}$				Both aspects need to be checked
		I	100				
		II	75				
		III-IV	50				
	Dielectric effect (flashover/cracking)	LPL	I kA	T			Separate tests can be considered
		I	200	< 2 ms (apply I in a single impulse)			
II		150					
	III-IV	100					
This table is adapted from IEC 62305-1.							

A.3 Leader current without return stroke

Upward leaders are initiated from the wind turbine itself when high electrostatic fields are present due to thunderclouds overhead or approaching leaders from thunderclouds. When such upward leaders do not connect to a leader from the cloud, there is no return stroke. The impulse currents associated with leaders are typically a few kA and can be up to 10 kA. The leaders can only start where high electrostatic fields can be generated. The magnitude as well as the current gradient implies an EM environment, which should be considered in the wind turbine EMC design.

A.4 Lightning electromagnetic impulse, LEMP, effects

LEMP effects cause overvoltages, which may include less energy than surges, caused by direct lightning strikes but which might occur more frequently. These kinds of overvoltages and surges might result from:

- conducted partial lightning currents;
- inductive/capacitive coupling;
- lightning flashes near the wind turbine;
- transmitted by line (power lines and/or communication lines due to lightning flashes to or near these lines).

Annex B (informative)

Lightning exposure assessment

B.1 General

In Clause B.2, a methodology to determine the average annual number of flashes to the wind turbines of a wind farm is presented and described. This methodology constitutes a guideline to estimate this parameter owing to the influence of many different conditions found throughout the world.

In Clause B.3, the terms used in this Annex B are explained.

Clause B.4 concerns the assessment of the probability of damage to the wind turbine.

In Clause B.5 concerns the assessment of the amount of loss L_X in a wind turbine.

B.2 Methodology to estimate the average annual flashes or strokes to the wind turbines of a wind farm and upward lightning activity in wind turbines

B.2.1 General

The methodology described in this clause can be used as a guideline to estimate the number of average annual flashes to the turbines in a wind farm. This methodology is not accurate in its current form and it is necessary to determine the values or range of values and the corresponding associated uncertainties of the different parameters. If a high accuracy of results is required, it is necessary to determine the values and reduce the uncertainties associated with each parameter. This can be done by means of field analysis and calibration.

B.2.2 Methodology to determine average annual flashes to turbines of a wind farm estimation by increase of the location factor to consider upward lightning from wind turbines

This methodology quantifies the increase of the average annual number of flashes by increasing the location factor, C_D . As described in Clause 7, the location factor can be used to consider local increase in lightning density (e.g. mountainous terrain) and quantify the increase of upward lightning being triggered in some conditions that favour the inception of triggered lightning from wind turbines.

N_{SG} defined in 7.2.2 is for downward lightning and has almost nothing to do with the frequency of upward lightning from tall structures; however, to estimate annual N_D it is recommended in 7.2.2.4 to use the location factor C_D for adjustment of the calculated N_D to match the actual frequency of lightning flashes attaching to a wind turbine increased by upward lightning. As a result, the location factor due to winter lightning activity C_{DWL} becomes relatively high in areas where winter lightning activity is relatively high (i.e. where winter lightning activity is high relative to the lightning activity in the summer/warm season).

The basic equation for flashes is:

$$N_D = N_{SG} \cdot A_D \cdot C_D \cdot 10^{-6} \quad (B.1)$$

Parameters in Equation (B.1), except the location factor, C_D , can be calculated as described in Clause 7. The increase of the annual average of lightning flashes per year in a wind farm is

due to the amount of winter lightning activity, complexity of the mountain or hill and height above sea level where the wind farm is placed.

In order to quantify the different influence that location may have on wind turbines, the location factor, C_D , can be expressed as the sum of location factors:

$$C_D = C_{DWL} + C_{DC} + C_{DH} \quad (\text{B.2})$$

where

C_{DWL} is the location factor due to winter lightning activity;

C_{DC} is the location factor due to complexity of local terrain;

C_{DH} is the location factor due to the height above sea level.

C_{DWL} , C_{DC} and C_{DH} are individual parameters that can be combined differently depending on local conditions.

In the following Table B.1, the recommended values of the specific location factors are summarized to be used in different locations.

Table B.1 – Recommended values of individual location factors

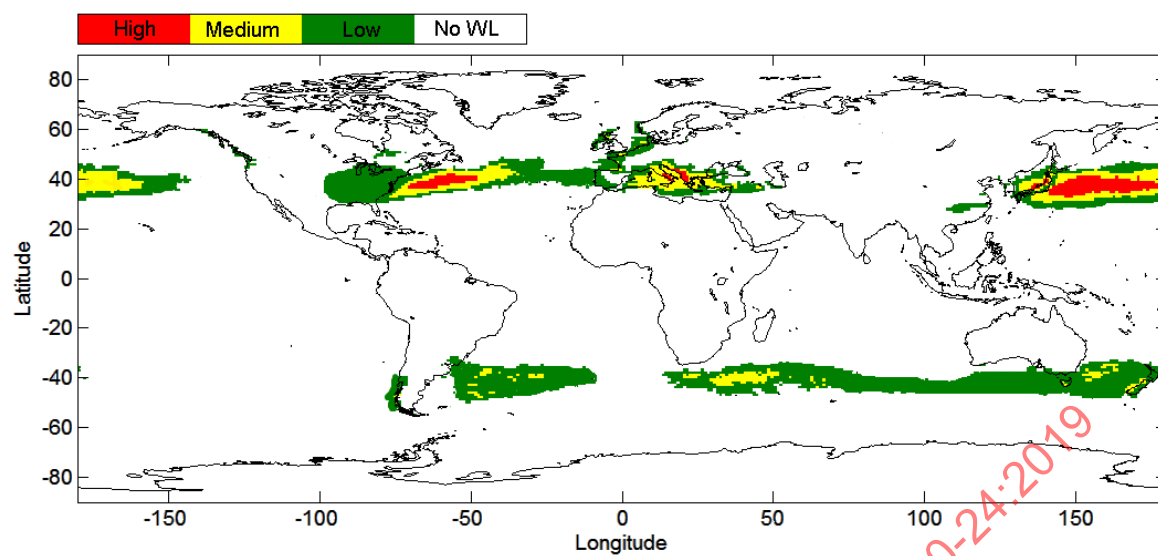
Winter lightning (C_{DWL})		Terrain complexity (C_{DC})			Height above sea level (C_{DH})	
Activity level	C_{DWL} value ^a	Description	Complexity ratio ^b	C_{DC} value	Description	C_{DH} value
No activity	0	Flat or moderate	< 0,3	1	< 800 m	0
Low activity	2	Hill	0,3 to 0,4	3	800 to 1 000 m	1
Medium activity	4	Mountain	> 0,4	4	> 1 000 m	2
High activity	6 ^c					

^a Degree of winter lightning may be found using the winter lightning world map in Figure B.1, or the detailed winter lightning maps in Figure B.2 (the Figure B.2, or by analysis of local lightning activity in the region of interest).

^b Calculated according to Figure B.3.

^c Could even be higher in some locations.

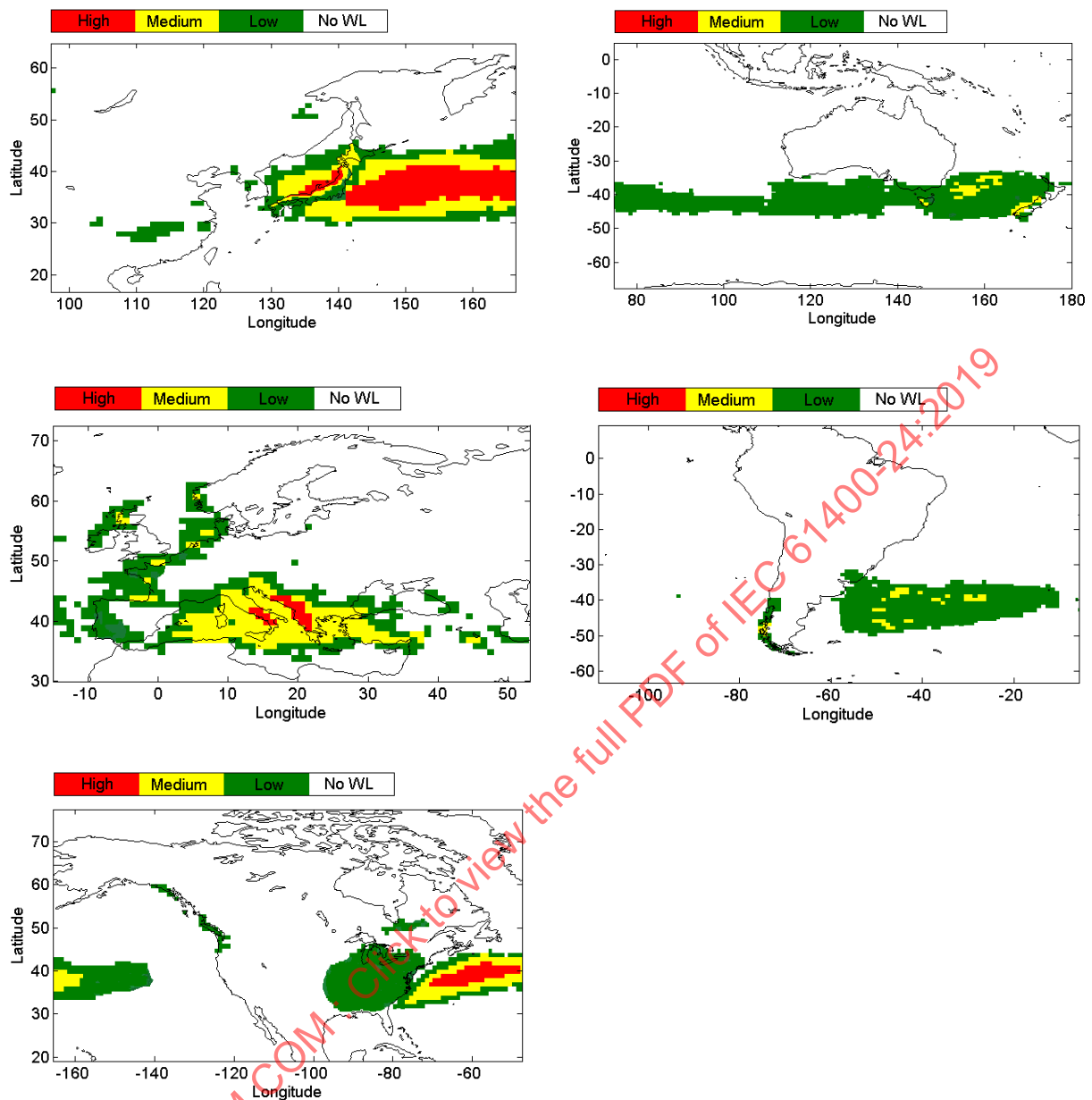
Terrain complexity considers the influence of the surrounding terrain on the increase of lightning activity (for both downward and upward lightning). This may be done by estimating the slope around wind turbines. Slopes may be calculated as the ratio between the height difference h and horizontal distance d from the turbine ranging from 300 m to 1 000 m. It is recommended to obtain the mountain profile and select the slope in the direction of highest value. In the range 300 m to 1 000 m, choose a distance value which leads to the highest slope. This slope method may not apply for all worldwide terrain complexities. Terrain definition given in Table B.1 can also be used to determine complexity (flat or moderate terrain, hill and mountain).



Colour scale indicates activity level high (red), medium (yellow), low (green) and no winter lightning (white).

Source: see [5]

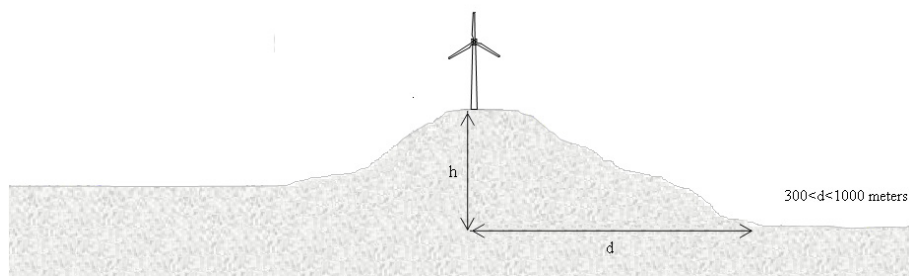
Figure B.1 – Winter lightning world map based on LLS data and weather conditions



Colour scale indicates activity level high (red), medium (yellow), low (green) and no winter lightning (white).

Source: see [5]

Figure B.2 – Detailed winter lightning maps based on LLS data and weather conditions



d can take a value between 300 m and 1 000 m.

Figure B.3 – Ratio h/d description

B.2.3 Upward lightning percentage in wind farms

Upward lightning activity should be expected for tall structures such as wind turbines as described in Annex A. Experience has shown that even wind turbines located in flat terrain without winter lightning activity can be affected by significant percentages of upward lightning activity. Upward lightning activity according to the mechanisms described in Annex A may be influenced by winter lightning activity as well as by local topographic conditions where the wind farm is erected. The following Table B.2 presents a percentage of upward lightning under winter lightning conditions for typical wind turbine heights in flat terrain. The percentages of upward lightning presented in Table B.2 may be higher for wind farms placed in mountainous terrain or at high elevation above sea level.

Table B.2 – Range of upward lightning activity as a function of winter lightning activity for wind farm located in flat terrain

Winter lightning activity level	Percentage of upward lightning %
High activity	80 to 99
Medium activity	40 to 90
Low activity	20 to 50
No activity	10 to 40

B.3 Explanation of terms

B.3.1 Damage and loss

Terms covering the topics damages and loss are defined in IEC 62305-2. Here are included the terms and topics considered relevant for wind turbines.

The lightning current is the primary source of damage. The following sources are defined depending on the lightning striking point:

- S1: lightning flashes striking the wind turbine (flashes to the structure);
- S2: lightning flashes striking near a wind turbine (flashes near a structure);
- S3: lightning flashes striking a service line (incoming line e.g. power cable or telecommunication cable);
- S4: lightning flashes striking near a service line (incoming line e.g. power cable or telecommunication cable);

NOTE 1 S2 lightning flashes striking near a wind turbine is not considered a threat when protection against direct lightning strikes to the wind turbine is provided.

NOTE 2 S4 lightning flashes striking near a service line is not considered a threat when protection against direct lightning strikes to the wind turbine is provided.

Four causes of damage are considered:

- D_{1D}: electric shock to human beings resulting from direct lightning flashes strikes to those human beings;
- D_{1T}: electric shock to human beings resulting from resistive and inductive coupling;
- D₂: dangerous sparking triggering fire or explosion and/or leading to mechanical and chemical effects that may also endanger the environment;
- D₃: surges due to all sources of damage.

The damage to a wind turbine due to lightning may be limited to a part of the wind turbine or may extend to the entire wind turbine.

Lightning affecting a service line can cause damage to the service line system itself (e.g. the service line cable) or to electrical and electronic systems connected to the service line.

Each cause of damage, alone or in combination with others, may produce the following types of damages in the wind turbine. The types of damage considered relevant for wind turbines are:

- L_1 : injury to human beings. It is a consequence of D_{1D} , D_{1T} , D_2 and even D_3 ;
- L_2 : physical damage (thermal, mechanical, chemical or explosion etc.) of the wind turbine. It is a consequence of D_2 and even D_3 in structures with risk of explosion.
- L_3 : failure of electrical and electronic systems. It is a consequence of D_3 .

The type of damage L_3 may unacceptably impair the availability of the internal systems of the wind turbine (e.g. the control system).

The risk R is the relative value of a probable average annual loss. For each type of damage which may appear in a wind turbine, the relevant risk should be evaluated.

To evaluate the risks, R , the relevant risk components (partial risks depending on the source and type of damage) should be defined and calculated.

Each risk, R , is the sum of its risk components. When calculating a risk, the risk components may be grouped according to the source of damage and the type of damage.

The risks to be evaluated due to lightning striking the wind turbine (source S1) are:

- R_{AD} : risk component related to type of damage L_1 (injury to human beings), caused by a flash to human beings exposed on the wind turbine – owing to lightning striking wind turbine;
- R_{AT} : risk component related to type of damage L_1 (injury to human beings) caused by electric shock due to touch and step voltages inside the wind turbine and outside in the zones within a distance of 3 m from the tower;
- R_B : Component related to type of damage L_1 and L_2 (physical damage) caused by dangerous sparking inside the wind turbine triggering fire or explosion, which may also endanger the environment.
- R_C : Component related to type of damage L_1 and L_2 , caused by failure of internal systems because of LEMP.

The risks to be evaluated for a wind turbine due to lightning striking near the wind turbine (source S2) are:

- R_M : Component related to type of damage L_1 and L_2 , caused by failure of internal systems because of LEMP.

The risks to be evaluated for a wind turbine owing to lightning striking the service lines connected to the wind turbine (source S3) are:

- R_U : Component related to type of damage L_1 , caused by electric shock due to touch voltages inside the structure.
- R_V : Component related to type of damage L_1 and L_2 caused by fire or explosion (triggered by dangerous sparking between external installation and metallic parts generally at the entrance point of the line into the wind turbine) due to lightning current transmitted through or along incoming lines.
- R_W : Component related to type of damage L_1 and L_2 , caused by failure of internal systems by overvoltages induced on incoming lines and transmitted to the wind turbine.

The risks to be evaluated for a wind turbine due to lightning striking near the service lines connected to the wind turbine (source S4) are:

R_Z : Component related to type of damage L_1 and L_2 , caused by failure of internal systems by overvoltages induced on incoming lines and transmitted to the structure.

B.3.2 Composition of risk

The risk R is the sum of the risk components according to the type of damage or the source of damage.

Composing the risk according to the type of damage:

$$R = R_{AT} + R_{AD} + R_B + R_C^2 + R_U + R_V + R_W^2 + R_Z^2 \quad (B.3)$$

Composing the risk according to the source of damage:

$$R = R_{S1} + R_{S2} + R_{S3} + R_{S4} \quad (B.4)$$

where:

$$R_{S1} = R_{AT} + R_{AD} + R_B + R_C^2$$

$$R_{S2} = R_M^2$$

$$R_{S3} = R_U + R_V + R_W^2$$

$$R_{S4} = R_Z^2$$

B.3.3 Assessment of risk components

Each risk component R_{AT} , R_{AD} , R_B , R_C , R_M , R_U , R_V , R_W and R_Z may be expressed by the following general equation:

$$R_X = N_X \cdot P_X \cdot L_X \quad (B.5)$$

where

R_X is the risk component for a structure (e.g. for the wind turbine)

N_X is the number of dangerous events per annum [year⁻¹];

P_X is the probability of damage to the structure (a function of various protection measures);

L_X is the amount of consequent loss.

This basic equation is to be used for assessing the risk of damage based on the probability of damage of various types and the consequent.

For evaluation of risk components owing to lightning flashes to the wind turbine (S1), the following relationships apply:

$$R_{AT} = N_D \cdot P_{AT} \cdot P_P \cdot L_{AT} \quad (B.6)$$

$$R_{AD} = N_D \cdot P_{AD} \cdot P_P \cdot L_{AD} \quad (B.7)$$

$$R_B = N_D \cdot P_B \cdot L_B \quad (B.8)$$

² Only in case failure of internal systems immediately endangers human life.

$$R_C = N_D \cdot P_C \cdot P_P \cdot L_C \quad (\text{B.9})$$

For evaluation of risk components owing to lightning flashes near the wind turbine (S2), the following relationship applies:

$$R_M = N_M \cdot P_M \cdot P_P \cdot L_M \quad (\text{B.10})$$

For evaluation of risk components owing to lightning flashes to a line connected to the wind turbine (S3), the following relationships apply:

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_U \cdot P_P \cdot L_{UT} \quad (\text{B.11})$$

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_V \cdot L_V \quad (\text{B.12})$$

$$R_W = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_W \cdot P_P \cdot L_W \quad (\text{B.13})$$

For evaluation of risk components owing to lightning flashes near a line connected to the wind turbine (S4), the following relationship applies:

$$R_Z = N_I \cdot P_Z \cdot P_P \cdot L_Z \quad (\text{B.14})$$

If the line has more than one section, the values of R_U , R_V , R_W and R_Z are the sum of the R_U , R_V , R_W and R_Z values relevant to each section of the line. The sections to be considered are those between the wind turbine and the first node. In any case, a maximum line length of 5 km for HV power lines and 1 km for LV power lines and TLC lines is to be assumed.

In the case of a wind turbine with more than one connected line with different routing feeding the same internal system, the calculations shall be performed for each line.

In the case of a structure with more than one line connected with the same routing to the same apparatus, the calculations shall be performed only for the line with the worst characteristics, i.e. the lines with the highest values of N_L and N_I , respectively (unscreened line versus screened line, LV power line versus HV power line with HV/LV transformer, etc.).

B.3.4 Frequency of damage

The frequency of damage F is the value of the number of damaging events caused by sources of damage S in the internal systems of the wind turbine to be protected. For each source of damage that may affect the wind turbine, the relevant frequency of damage may be evaluated as follows:

F_1 : frequency of damage due to flashes to the structure (source S1),

F_2 : frequency of damage due to flashes near the structure (source S2),

F_3 : frequency of damage due to flashes to the line (source S3),

F_4 : frequency of damage due to flashes near the line (source S4).

The frequency of damages F_1 and F_2 includes failure of internal systems caused by LEMP owing to flashes to the structure or to ground near the structure, respectively, whereas the frequency of damages F_3 and F_4 includes failure of internal systems caused by overvoltages transmitted from incoming lines to the structure.

The frequency of damage F is the sum of partial frequency of damage depending on the source of damage. For evaluation of the frequency of damage F , the following relationship applies:

$$F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 \quad (\text{B.15})$$

NOTE The value of frequency of damage F obtained by adding the two risk components F_2 and F_4 is overestimated. A more correct assessment of frequency could be made taking into account that a flash to ground simultaneously has influence on internal systems by direct inductive coupling and by the overvoltage induced on the connected lines, and so that their effects (component F_2 and component F_4) can be overlapped.

Each partial frequency of damage F_1, F_2, F_3, F_4 , may be expressed by the following general equation:

$$F_X = N_X \cdot P_X \quad (\text{B.16})$$

where

N_X is the number of dangerous events per annum (see also Annex A);

P_X is the probability of damage.

For evaluation of the frequency of damage related to lightning flashes to the wind turbine (S1) structure, the following relationship applies:

$$F_1 = N_D \cdot P_C \quad (\text{B.17})$$

For evaluation of the frequency of damage related to lightning flashes near the wind turbine (S2), the following relationship applies:

$$F_2 = N_M \cdot P_M \quad (\text{B.18})$$

For evaluation of the frequency of damage related to lightning flashes to an incoming line (S3), the following relationship applies:

$$F_3 = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_W \quad (\text{B.19})$$

For evaluation of the frequency of damage related to lightning flashes near a line connected to the wind turbine, the following relationship applies:

$$F_4 = N_I \cdot P_Z \quad (\text{B.20})$$

According to IEC 62305-1 the frequency of damages F should be considered in the evaluation of the need of protection against lightning.

The following steps should be taken:

- calculation of the partial frequency of damage F_X
- calculation of the total frequency of damage F ;
- identification of the tolerable frequency of damage F_T ;
- comparison of the frequency of damage F with the tolerable value F_T .

B.3.5 Assessment of probability, P_X , of damage

The probabilities given in this Annex B, which is based on IEC 62305-2, are valid if protection measures conform to:

- IEC 62305-3 for protection measures to reduce injury to human beings and for protection measures to reduce physical damage;
- IEC 62305-4 for protection measures to reduce failure of internal systems.

Other values may be chosen, if justified.

B.4 Assessing the probability of damage to the wind turbine

B.4.1 Probability, P_{AT} , that a lightning flash to a wind turbine will cause dangerous touch and step voltage

The values of probability P_{AT} that a damage due to touch and step voltage by a lightning flash to the wind turbine appear, depend on the protection measures provided:

$$P_{AT} = P_{TWS} \cdot P_{am} \cdot r_t \quad (\text{B.21})$$

where:

P_{TWS} is the probability with which a thunderstorm warning system (TWS) does not detect a lightning related event in the target area.

P_{am} is the probability that a flash to a structure will cause damage owing to touch and step voltages according to different protection measures. Values of P_{am} are given in Table B.3.

r_t is the reduction factor as a function of the type of surface of soil or floor. Values of r_t are given in Table B.4.

NOTE $P_{AT} = 0$ may be assumed when the structure:

- has an extensive metal framework (see IEC 62305-3:2010, 8.1 and 8.2);
- is made of reinforced concrete cast on site, with the reinforcing rods perfectly done of building; (see IEC 62305-3:2010, E.4.3);
- is protected by an LPS complying with this document;
- is provided with a meshed earth termination system and there is no metal installation that can become a part of the path of the lightning current.

Table B.3 – Values of probability, P_A , that a lightning flash to a wind turbine will cause shock to human beings owing to dangerous touch and step voltages (corresponds to IEC 62305-2)

Protection measure	P_{am}	Comments
No protection measures	1	
Warning notices	10^{-1}	
Electrical insulation of exposed down-conductor (e.g. at least 3 mm cross-linked polyethylene)	10^{-2}	Not relevant for wind turbines using the tower structure as down conductor
Effective soil equipotentialization	10^{-2}	Mandatory for wind turbines holding HV equipment according to typical electrical codes

If more than one provision has been taken, the value of P_{am} is the product of the corresponding values.

Table B.4 – Values of reduction factor r_t as a function of the type of surface of soil or floor (corresponds to IEC 62305-2)

Type of surface	Contact resistance $k\Omega^a$	r_t
Agricultural, concrete	≤ 1	10^{-2}
Marble, ceramic	1 to 10	10^{-3}
Gravel	10 to 100	10^{-4}
Asphalt, wood	≥ 100	10^{-5}
^a Values measured between a 400 cm ² electrode compressed with force of 500 N at a point of infinity.		

B.4.2 Probability, P_{AD} , that a lightning flash to the wind turbine will cause injury to an exposed person on the structure

The values of probability, P_{AD} , that a lightning flash will strike a human being depend on the position of people in the exposed area, on the lightning protection (LPL) of adopted measures to protect the exposed areas of the wind turbine against direct lightning flash and on additional protection measures provided:

$$P_{AD} = P_{TWS} \cdot P_o \cdot P_{LPS} \quad (B.22)$$

where:

P_{TWS} is the probability with which a thunderstorm warning system (TWS) does not detect a lightning related event in the target area.

P_{LPS} is the probability depending on LPL of measures to protect the exposed areas of the structure against direct lightning flashes. Values of P_{LPS} are given in Table B.6.

If a TWS creates a warning message, immediate and complete evacuation of the exposed area shall be ensured. If this evacuation is not ensured or a TWS is not provided, $P_{TWS} = 1$ should be assumed. P_o is the probability factor according to the position of the person in the exposed area. Values of P_o are given in Table B.5.

Table B.5 – Values of factor P_o according to the position of a person in the exposed area (corresponds to IEC 62305-2)

Position of person	P_o
Close to the border of exposed area ^a	0,9
Far away from the border of the exposed area	0,1
^a Within 3 m from the border of the exposed area	

Table B.6 – Values of probability, P_{LPS} , depending on the protection measures to protect the exposed areas of the wind turbine against direct lightning flash and to reduce physical damage (corresponds to IEC 62305-2)

Characteristics of wind turbine	Class of LPS	P_{LPS}
Wind turbine not protected by LPS	-	1
Wind turbine protected by LPS	IV	0,2
	III	0,1
	II	0,05
	I	0,02
Wind turbine with lightning protection of blades and nacelle conforming to LPS I with complete protection of any nacelle roof installations against direct lightning attachment and the tower acting as a continuous natural down conductor.		0,01

NOTE Values of P_{LPS} other than those in Table B.6 are possible if based on a detailed investigation – refer to IEC 62305-2:2010, Clause B.2.

B.4.3 Probability, P_B , that a lightning flash to the wind turbine will cause physical damage

The probability P_B that a flash to a wind turbine will cause physical damage is given by:

$$P_B = P_S \cdot P_{LPS} \cdot r_f \cdot r_p \quad (\text{B.23})$$

where:

P_S is the probability that a flash to a structure will cause dangerous sparking. Values of P_S are given in Table B.7.

P_{LPS} is the probability depending on the protection measures to reduce physical damage. Values of P_{LPS} are given in Table B.4.

r_p is the reduction factor as function of provisions taken to reduce the consequences of fire. Values of r_p are given in Table B.8.

r_f is the reduction factor as function of risk of fire or explosion of the wind turbine. Values of r_f are given in Table B.9.

Table B.7 – Values of probability P_S that a flash to a wind turbine will cause dangerous sparking (corresponds to IEC 62305-2)

Type of structure	P_S
Composite materials	1
Reinforced concrete or interconnected metalwork	0,5

Table B.8 – Values of reduction factor r_p as a function of provisions taken to reduce the consequences of fire (corresponds to IEC 62305-2)

Provisions	r_p
No provisions	1
One of the following provisions: extinguishers; fixed manually operated extinguishing installations ^a ; manual alarm installations; hydrants; fire proof compartments; protected escape routes	0,5
One of the following provisions: fixed automatically operated extinguishing installations; automatic alarm installations ^b .	0,2
^a Provisions are effective only if operated by persons trained for this purpose.	
^b Only if protected against overvoltages and other damage and if firemen can arrive within 10 min.	

If more than one provision has been taken, the value of r_p should be taken as the lowest of the relevant values.

NOTE 1 Risk of explosion is not considered relevant for wind turbines.

Table B.9 – Values of reduction factor r_f as a function of risk of fire of the wind turbine (corresponds to IEC 62305-2)

Risk of fire	r_f
High	10^{-1}
Ordinary	10^{-2}
Low	10^{-3}
None	0

NOTE 2 Structures considered as having a high risk of fire can be assumed to be structures with surface materials (blades and nacelle roofs) made of combustible materials with a specific fire load larger than 800 MJ/m².

NOTE 3 Structures considered as having an ordinary risk of fire can be assumed to be structures with surface materials (blades and nacelle roofs) made of combustible materials with a specific fire load between 800 MJ/m² and 400 MJ/m².

NOTE 4 Structures considered as having a low risk of fire can be assumed to be structures with surface materials (blades and nacelle roofs) made of combustible materials with a specific fire load less than 400 MJ/m².

NOTE 5 Specific fire load is the ratio of the energy of the total amount of the combustible material in a structure and the overall surface of the structure.

B.4.4 Probability, P_C , that a lightning flash to the wind turbine will cause failure of internal systems

A coordinated SPD system is suitable as a protection measure to reduce P_C .

The probability, P_C , that a lightning flash to the wind turbine will cause failure of internal systems is given by:

$$P_C = P_e \cdot P_{SPD} \cdot C_{LD} \quad (B.24)$$

P_{SPD} depends on the coordinated SPD system conforming to IEC 62305-4 and on internal system characteristics. Refer to IEC 62305-2:2010, Annex B for values of P_{SPD} . For low-voltage systems and telecommunication systems.

P_e is the probability that equipment is exposed to damaging event,

C_{LD} is a factor depending on shielding, grounding and isolation conditions of the line to which the internal system is connected. Values of C_{LD} are given in IEC 62305-2 Annex B.

Values of P_{SPD} depend on the lightning protection level (LPL) for which the SPDs are designed.

NOTE 1 Only "coordinated SPD protection" is suitable as a protection measure to reduce P_C . Coordinated SPD protection is effective to reduce P_C only if the wind turbine hub, nacelle and tower are protected with an LPS, or if the structures with continuous metal or reinforced concrete framework act as a natural LPS where bonding and earthing requirements of IEC 62305-3 are satisfied.

NOTE 2 Shielding internal systems connected to external lines consisting of lightning protective cable or systems with wiring in lightning protective cable ducts, metallic conduit or metallic tubes; may not require the use of coordinated protection.

B.4.5 Probability, P_M , that a lightning flash near the wind turbine will cause failure of internal systems

Due to the height of the wind turbines, most lightning flashes will strike the turbines directly and not in the area near the wind turbine. Furthermore, the large metal structures will shield the internal systems. Hence the probability that a lightning flash near the wind turbine will cause failure of internal systems can be considered negligible when the wind turbine hub, nacelle and tower are protected with an LPS or when the structures with continuous metal or reinforced concrete framework act as a natural LPS where bonding and earthing requirements of IEC 62305-3 are satisfied.

NOTE R_M can be neglected for wind turbines with a total height of more than 100 m. In this case, the conventional distance of 350 m is usually covered by direct strikes

B.4.6 Probability, P_U , that a lightning flash to a service line will cause injury to human beings owing to touch voltage

The values of probability, P_U , of injury to human beings owing to touch voltage caused by lightning flashes to a service line (power cable or communication cable) entering the wind turbine depends on the characteristics of the service line shield, the impulse withstand voltage of internal systems connected to the service line, the typical protection measures (physical restrictions, warning notices, etc. [see Table B.8]) and the SPDs provided at the entrance of the service line in accordance with IEC 62305-3.

NOTE A coordinated SPD protection in accordance with IEC 62305-4 is not necessary to reduce P_U in this case. SPD(s) in accordance with IEC 62305-3 are sufficient.

The value of P_U is given by:

$$P_U = P_{am} \cdot P_{EB} \cdot P_{LD} \cdot P_{TWS} \cdot C_{LD} \cdot r_t \quad (B.25)$$

where:

- P_{am} depends on protection measures against touch voltages, such as physical restrictions or warning notices. Values of P_{am} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.
- P_{TWS} is the probability with which a thunderstorm warning system (TWS) does not detect a lightning related event in the target area.
- P_{LD} is the probability of failure of internal systems due to a flash to the connected line depending on the line characteristics. Values of P_{LD} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.
- P_{EB} depends on the equipotential bonding conforming to IEC 62305-3. Values of P_{EB} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.
- C_{LD} is a factor depending on shielding, grounding and isolation conditions of the line. Values of C_{LD} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.
- r_t is the reduction factor as a function of the type of surface of soil or floor. Values of r_t are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.

B.4.7 Probability, P_V , that a lightning flash to a service line will cause physical damage

The values of probability, P_V , of physical damage caused by a lightning flash to a service line entering the wind turbine depend on the characteristics of the service line shield, the impulse withstand voltage of internal systems connected to the service line and the SPDs provided for equipotential bonding at the entrance of the line in accordance with IEC 62305-3.

NOTE A coordinated SPD protection in accordance with IEC 62305-4 is not necessary to reduce P_V in this case. SPDs in accordance with IEC 62305-3 are sufficient.

The value of P_V is given by:

$$P_V = P_{EB} \cdot P_{LD} \cdot P_{TWS} \cdot C_{LD} \cdot r_f \cdot r_p \quad (B.26)$$

where:

- P_{EB} depends on the equipotential bonding conforming to IEC 62305-3. Values of P_{EB} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B;
- P_{LD} is the probability of failure of internal systems due to a flash to the connected line depending on the line characteristics. Values of P_{LD} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B;
- P_{TWS} is the probability of a thunderstorm warning system (TWS) not detecting a lightning-related event in the target area;
- C_{LD} is a factor depending on shielding, grounding and isolation conditions of the line. Values of C_{LD} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B;
- r_f is the reduction factor as a of provisions taken to reduce the consequences of fire. Values of r_f are given in Table B.9;
- r_p is the reduction factor as a function of provisions taken to reduce the consequences of fire. Values of r_p are given in Table B.8.

B.4.8 Probability, P_W , that a lightning flash to a service line will cause failure of internal systems

The values of probability, P_W , of failure of internal systems caused by lightning flash to a service line entering the wind turbine depend on the characteristics of the service line shielding, the impulse withstand voltage of internal systems connected to the service line and the coordinated SPD system provided.

The value of P_W is given by:

$$P_W = P_e \cdot P_{SPD} \cdot P_{TWS} \cdot P_{LD} \cdot C_{LD} \quad (B.27)$$

where:

- P_e is the probability that equipment is exposed to damaging event;
- P_{SPD} depends on the coordinated SPD system conforming to IEC 62305-4 and on internal system characteristics. Refer to IEC 62305-2:2010, Annex B for values of P_{SPD} for low-voltage systems and telecommunication systems;
- P_{TWS} is the probability of a thunderstorm warning system (TWS) not detecting a lightning-related event in the target area;
- P_{LD} is the probability of failure of internal systems due to a flash to the connected line depending on the line characteristics. Values of P_{LD} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.
- C_{LD} is a factor depending on shielding, grounding and isolation conditions of the line to which the internal system is connected. Values of C_{LD} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.

B.4.9 Probability, P_Z , that a lightning flash near an incoming service line will cause failure of internal systems

The values of probability, P_Z , that a lightning flash near to a service line entering the structure will cause a failure of internal systems depend on the characteristics of the service line shield, the impulse withstand voltage of the system connected to the service line and protection measures provided.

The value of P_Z is given by:

$$P_Z = P_e \cdot P_{SPD} \cdot P_{TWS} \cdot P_{LI} \cdot C_{LI} \quad (B.28)$$

where:

- P_e is the probability that equipment is exposed to damaging event;
- P_{SPD} depends on the coordinated SPD system conforming to IEC 62305-4 and on internal system characteristics. Refer to IEC 62305-2, Annex B for values of P_{SPD} for low-voltage systems and telecommunication systems;
- P_{TWS} is the probability of a thunderstorm warning system (TWS) not detecting a lightning-related event in the target area;
- P_{LI} is the probability of failure of internal systems due to a flash near the connected line depending on the line and equipment characteristics. Values of P_{LD} are given in Table B.12 and IEC 62305-2:2010, Annex B;
- C_{LI} is a factor depending on shielding, grounding and isolation conditions of the line. Values of C_{LI} are given in IEC 62305-2:2010, Annex B.

Table B.10 – Values of probability P_{LI} depending on the line type and the impulse withstand voltage U_W of the equipment (corresponds to IEC 62305-2)

Line type	Voltage U_W in kV				
	1	1,5	2,5	4	6
	P_{LI}				
Power lines	1	0,6	0,3	0,16	0,1
TLC lines	1	0,5	0,2	0,08	0,04

B.4.10 Probability P_P that a person will be in a dangerous place

The probability P_P that a person will be in a dangerous place depends on the time t_z in hours per year for which the persons are present in the dangerous place:

$$P_P = t_z / 8\,760 \quad (\text{B.29})$$

NOTE Where the value of t_z is not known, the ratio $t_z / 8\,760$ should equate to the value of 1.

B.4.11 Probability P_e that equipment will be exposed to damaging event

The probability P_e that undamaged equipment is exposed to a damaging event depends on the time t_e in hours per year of exposure of equipment to the damaging event:

$$P_e = t_e / 8\,760 \quad (\text{B.30})$$

NOTE Where the value of t_e is not known, the ratio $t_e / 8\,760$ should equate to the value of 1.

B.5 Assessing the amount of loss L_X in a wind turbine

B.5.1 General

L_X represents the mean amount of loss consequent to a specified type of damage owing to a dangerous event, expressed in relative way related to the maximum amount of loss in the wind turbine to be protected.

The values of loss L_X should be evaluated and fixed by the lightning protection designer (or the owner of the wind turbine). The mean values of loss L_X in a wind turbine given here are considered typical values. Different values may be assigned by each national committee (or agreed between the manufacturer and the customer).

B.5.2 Mean relative loss per dangerous event

The loss L_X refers to the mean relative amount of a specified type of damage for one dangerous event caused by a lightning flash considering both its extent and effects.

The loss L_X varies with the cause of damage (D_{1D} , D_{1T} , D_2 and D_3).

The loss L_X should be determined for each zone of the wind turbine into which it is divided.

The loss L_X for each zone can be determined in accordance with Tables B.11 and B.12.

**Table B.11 – Loss values for each zone
(corresponds to IEC 62305-2)**

Typical loss
$L_{AT} = L_{UT} = L_T$
$L_{AD} = L_D$
$L_B = L_V = L_F = L_{F1} = L_{F2}$

where

- L_T is the typical mean ratio of persons injured by touch and step voltages related to the total number of persons in the zone, owing to one dangerous event (see Table B.12);
- L_D is the typical mean ratio of persons injured by direct lightning stroke related to the total number of persons exposed in the zone, owing to one dangerous event (see Table B.12);
- L_{F1} is the typical mean ratio of persons injured by fire or explosion in relation to the total number of persons in the zone, owing to one dangerous event (see Table B.12);
- L_{F2} is the typical mean ratio of physical damage of social relevance by fire or explosion related to the maximum amount of damage of social relevance in the zone, owing to one dangerous event (see Table C.2);
- L_O is the typical mean ratio of persons injured by failure of internal systems in relation to the total number of persons in the zone, owing to one dangerous event (see Table B.12).

NOTE 1 Risk of explosion is not considered relevant for wind turbines.

NOTE 2 According to IEC 62305-2, a loss of social relevance is a loss which involves injury to human beings, unavailability of service to the public, damage of cultural heritage and in general costs that the society is forced to pay.

**Table B.12 – Typical mean values of L_T , L_D , L_F and L_O
(corresponds to IEC 62305-2)**

Type of zones	L_T	L_D	L_{F1}	L_{F2}	L_O
Critical zones ^{a)}	0,01	0,1	0,01	0,1	0,0001
Normal zones ^{b)}	0,01	0,1	0,01	0,05	0,00001
^{a)} Zones with essential equipment for carrying out processes (control, communication)					
^{b)} Zones open to the public					

NOTE 3 Values of Table B.12 refer to continuous attendance of people in the structure.

Annex C (informative)

Protection methods for blades

C.1 General

C.1.1 Types of blades and types of protection methods for blades

Wind turbine blades are large hollow structures manufactured of composite materials, such as glass fibre reinforced plastic (GFRP), wood, wood laminate and carbon fibre reinforced plastic (CFRP). CFRP is typically used for reinforcement of the blade structure or for special components, such as the tip shaft for blades with tip brakes (tip-stall braking mechanism). Some parts and discrete components such as mounting flanges, balancing weights, hinges, assembly brackets for split blades, bearings, wires, electrical wiring, springs and fixtures are made of metal. Lightning strikes will attach to blades even without metallic components, and whenever a lightning arc is formed inside the blade, damage is severe.

The two sides or surface skins of a blade are normally manufactured as separate sheets of glass fibre, or other composite materials, glued together along the leading and trailing edges and to an internal load-carrying structure also made of glass fibre. Inside the blade, there are large air-filled cavities formed by the surface skin and the internal structure commonly stretching the entire length of the blade. Alternatively, the blade skins can supply the mechanical strength of the blade without a load-carrying spar. Finally, blades may be fabricated in one piece using advanced resin casting techniques without the above-mentioned glued interfaces.

There are several types of blades depending on the control and braking mechanism employed, and the use of insulating and conductive composites. Five main types are shown in Figure C.1.

Type A blades use a flap (aileron) in the outer part of the leading edge for braking. On type A blades, lightning attachment points are often found on the flap steel hinges, and severe damage is often seen since the cross-section of the steel wires used for operating the flap is usually insufficient for conducting the lightning current.

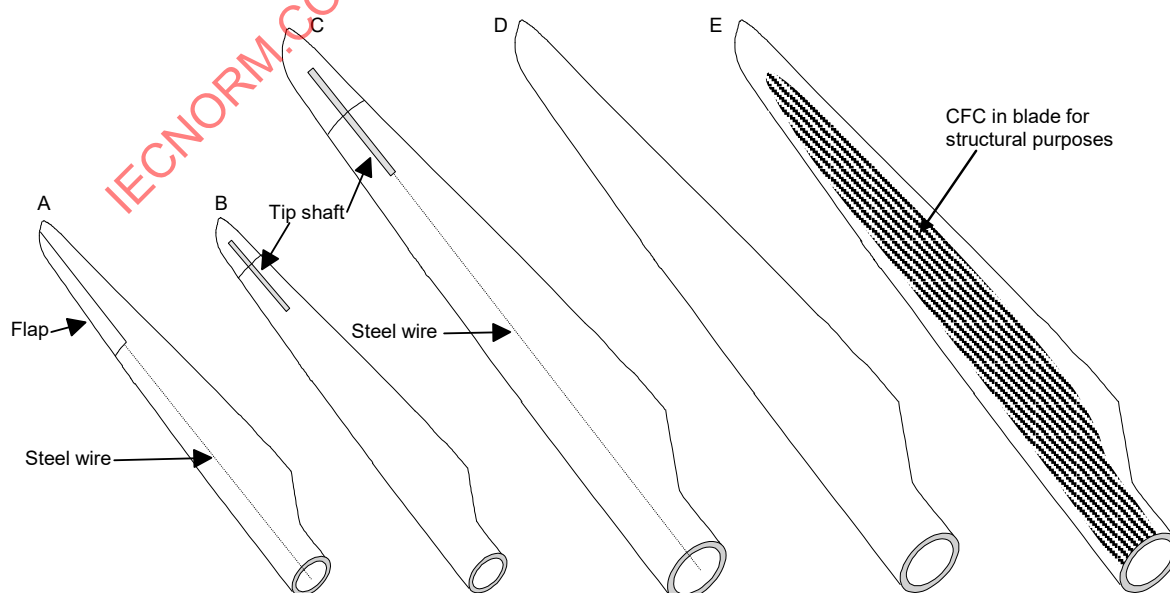


Figure C.1 – Types of wind turbine blades

Type B blades use a tip brake which is retained by a spring and released at excessive rotational speed by centrifugal force. With type B blades, lightning attachment points are predominantly seen within a few tens of centimetres from the outermost tip, or on the sides of the tip at the position of the outermost end of the tip shaft. From the attachment point, a lightning arc is formed inside the tip section to the outermost end of the tip shaft, and from the other end of the shaft, an arc is formed inside the main blade down to the steel mounting flange at the blade root. Such internal arcs invariably cause catastrophic destruction to the blade. Blades of types A and B were commonly used with older wind turbines as large as 100 kW.

Type C is a blade with a tip brake controlled by a steel wire. With type C blades, lightning attachment points are predominantly found within a few tens of centimetres from the outermost tip of the blade, or on the sides of the tip at the position of the outermost end of the tip shaft. With type C as with type B blades, a lightning arc formed inside the tip section between the attachment point and the outermost end of the shaft causes severe damage. On type C blades, damage to the main blade is mostly seen when the steel wire has been unable to carry the lightning current. Steel wires used for this purpose are of a minimum diameter of 10 mm or 12 mm for 17-m-long blades. Such wires are capable of conducting most lightning currents, and thereby protecting the main blade from damage (see Clause C.6 for further discussion on dimensioning of protection systems).

Type D is a blade constructed entirely from non-conducting materials. Experiences with non-conducting blades are that, as with the other types of blades, lightning attachment points are mostly found close to the tip. Compared to the other types of blades, attachment points can also be found randomly distributed at other positions along the length of the blade.

Type E is a blade where some of the structural components are made with carbon fibre reinforced plastics (CFRP), since it has high stiffness for a given weight. Depending on the specific design, CFRP can be used as reinforcement of the blade skin, as well as for load carrying structural components, such as the internal spar. Owing to its electrical properties, CFRP should be coordinated carefully with the lightning protection system to ensure the necessary separation distance, electrical insulation and/or current carrying capability. The issues of lightning protection of wind turbine blades containing CFRP are treated in Clause C.3.

Lightning flashes attaching to non-conducting blades or to insulating parts of blades containing conducting parts may at least partly be explained by the fact that pollution and water make such blades more conductive over time. High-voltage laboratory experiments have shown that arc attachments occur to a non-conducting blade sprayed with saline water practically as if the blade was metallic. Another part of the explanation is that the blades are simply in the way of lightning striking the wind turbine. In addition, it is known that discharges develop along a surface more easily than through air, and especially if the surface is contaminated with saline pollution and water. In any case, practical experience shows that severe lightning damage to both non-conducting blades (type D) and blades containing CFRP (type E) is quite common and hence lightning protection is needed.

C.1.2 Blade damage mechanism

Typical types of damage at the lightning attachment points are delamination and incineration of the surface composite material, and heating or melting of metallic components serving as the attachment point.

The most severe damage to wind turbine blades occur, however, when lightning forms high energy arcs inside the blade due to attachment to an unprotected part of the blade skin. The arcs may form in the air volume inside the blade or along the internal surfaces. Another type of damage occurs when the lightning current or part of it is conducted in or between layers of composite materials or in glue cracks in connection with the down conductor system, presumably because such layers and cracks hold some moisture. The pressure shock wave caused by such internal arcs may literally explode the blade, ripping the blade surface skins apart along the edges and from the internal carrying spar. All grades of damage are seen

ranging from surface cracking to complete disintegration of the blade. In some cases, pressure waves have propagated from the blade struck by lightning through the hub and into the other blades causing pressure damage to them.

Internal arcs often form between the lightning attachment point at the tip of the blade and some conducting component internal to the blade. With type C blades, the damage is often limited to the tip section, whereas the main blade is unharmed. Damage to type C main blades has normally been seen when an arc has formed inside the main blade. Typically, this has happened in cases where the steel wire controlling the tip brake was of insufficient cross section to conduct the lightning current from the tip shaft to the hub. With type A blades, the main blade is destroyed.

The phenomenon responsible for the severe structural damage to wind turbine blades is therefore the formation of a pressure shock wave around an arc of lightning inside the blade. Minor damage can occur when a lightning arc is formed on the outside surface or when the lightning current is conducted by metallic components with insufficient cross-section.

The high-energy internal arcing responsible for the structural damage is not to be confused with the low-energy partial discharges mentioned in C.2.4.

C.2 Protection methods

C.2.1 General

The generic problem of lightning protection of wind turbine blades is to conduct the lightning current safely from the attachment point on the blade to the hub or nacelle in such a way that the formation of a lightning arc inside the blade is avoided. This can be achieved by diverting the lightning current from the attachment point along the surface to the blade root, using metallic conductors either fixed to the blade surface or inside the blade. Another method is to add conducting material to the blade surface material itself, thus making the blade sufficiently conductive to carry the lightning current safely to the blade root. Variations of both these methods are used on wind turbine blades (see Figure C.2).

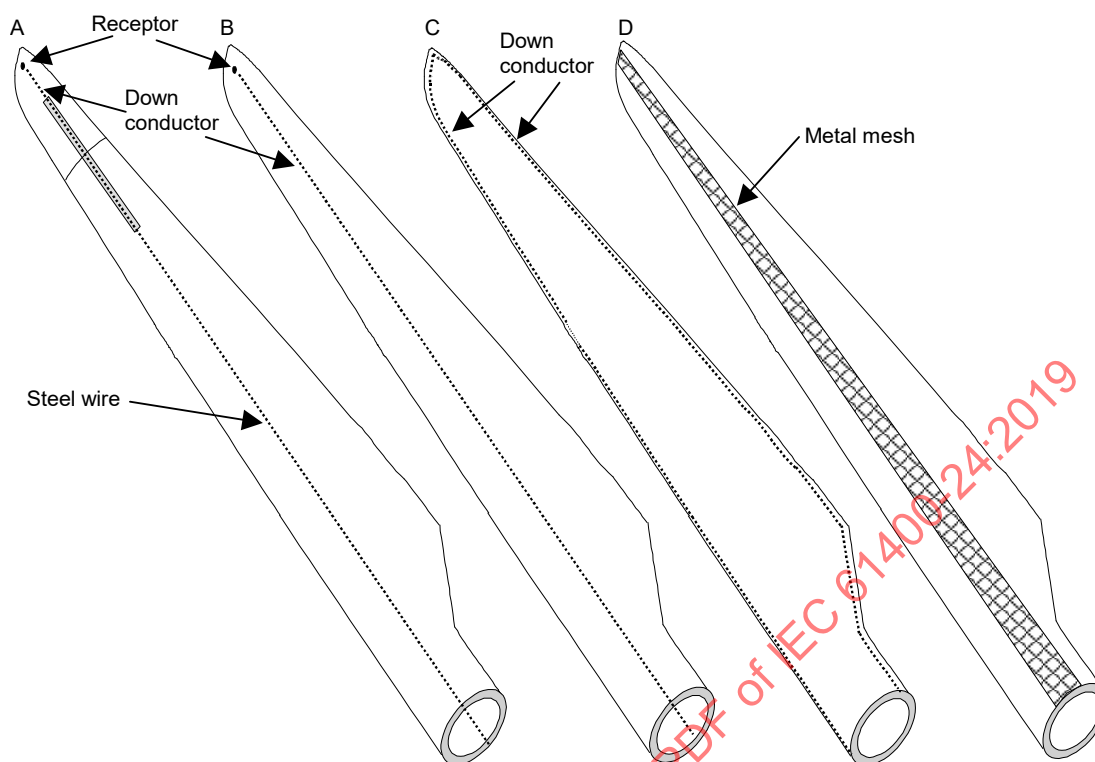


Figure C.2 – Lightning protection concepts for large modern wind turbine blades

C.2.2 Lightning air-termination systems on the blade surface or embedded in the surface

Metallic conductors on the blade surface serving as an air-termination system or a down conductor system should have sufficient cross section to be able to withstand a direct lightning attachment and conduct the full lightning current. In addition, certain dimensions are needed in order to achieve reliable fixing to the blade surface. The minimum cross section for aluminium is 50 mm² and achieving reliable fixing of such conductors may be problematic. Furthermore, conductors mounted on the blade surface may compromise the aerodynamics of the blade or generate undesirable noise.

For lightning conductors embedded in the blade surface, wires or braids of either aluminium or copper are used. Several protection systems exist where a metallic conductor connected to the blade root is placed either on the blade surface along the outside or embedded in the trailing edge. Some blade designs have metallic conductors placed along both the leading and the trailing edge (type C). In addition, some have metallic diverters placed on the surface around the blade at several radial locations along the blade, each of these being connected to conductors placed along the blade edges.

C.2.3 Adhesive metallic tapes and segmented diverter strips

Adhesive aluminium tape placed on the blade surface has been used in several investigations. However, such tapes tended to peel off within a few months. Provided that the problem of keeping the tape on the blade can be solved, it is possible that metallic tapes can be an interesting protection method, especially as a retrofit for existing unprotected blades. It should, however, be noted that large pressure waves are associated with guiding the flash close to the blade surface [6]. This may lead to structural damage.

Some promising experiments with segmented diverter strips have been performed in the past. Such segmented strips are used on aircraft radomes because they do not interfere with the radar signal.

It is possible that metallic tape can be used as one-shot protection requiring replacement after a lightning stroke.

C.2.4 Internal down conductor systems

A common option is to place lightning conductors inside the blade. Metallic fixtures for the conductor penetrate the blade surface and serve as discrete lightning receptors. Such protection systems are used on aircraft [6].

The lightning protection system used on many blades currently in manufacture has discrete lightning receptors placed at the blade tip (types A and B in Figure C.2). From the receptors at the tip, an internal down conductor system leads the lightning current to the blade root. For blades with tip brakes, the steel wire controlling the tip is used as a down conductor (type A). If the blade is without tip brake, then a copper wire placed along the internal spar is used as a down conductor (type B).

Many thousands of blades with this lightning protection system (types A and B in Figure C.2) have been produced. The experiences with this lightning protection system for blades as long as 20 m are very positive. The principle with one or more external air terminations connected to an internal down conductor has up till the date of publication been used widely by many manufacturers for blades up to 60 m. For such long blades, experience has shown that there is a risk of direct lightning attachment through the laminate to the internal down conductor causing severe blade damage. These problems appear to be linked to uncontrolled partial discharges developing from the internal conductive parts (the down conductor, connection components, etc.).

When such low-energy partial discharges are allowed to be incepted from the interior metal parts of the blade, they will propagate as fast as the ones incepted from the air termination system. Once these internal discharges strike the interior surface of the blade, they will, in connection with partial discharges on the blades' exterior, intensify the electrical stress experienced by the laminate. The increased stress might not be a problem for a limited number of rapid field changes (lightning striking receptors or nearby structures), but when the blade is exposed to several impacts during its entire service lifetime, the stress might eventually develop into a complete electrical breakdown. The physical impact on the blade from such a high-voltage breakdown channel is rather limited, but the damage associated with the following lightning current may be disastrous as commented in C.1.2.

Such discharges may be impeded or delayed by encapsulating the internal down conductor and other conductive parts in the blade with electrically insulating material, thereby reducing the problem.

C.2.5 Conducting surface materials

An alternative to a lightning air-termination system placed on the blade surface is to make the surface itself conducting. In the aircraft industry, lightning protection of glass and carbon fibre composite material for wings and surfaces exposed to lightning is achieved by adding conducting material to the outer layers, thereby reducing damage to a small area at the attachment point. The conducting material can be metal sprayed onto the surface, metal-coated fibres in the outer layers of the composite material, metal wire woven into the outer layers of the composite material, or expanded metal foil mesh placed just beneath the outer surface of the composite. Lightning protection of wind turbine blades has been made with metal mesh placed along the sides of the blades just under the gel coat (D on Figure C.2). Sometimes, the extreme tip of the blade is made of metal or covered with a metal sheath.

The advantage of using metal mesh or other thin conducting surfaces for lightning down conductors is that possible interior conductive elements (e.g. CFRP) are shielded from the electric field, and hence direct lightning attachments. The inductive voltage drop along the length of the conductor associated with the high current gradient will be slightly reduced, an important effect considering the risk of side flashes. However, the risk of getting direct lightning attachment to the edge of such thin geometries, and the possibility of uneven current distribution owing to skin effects should also be considered.

C.3 CFRP structural components

Carbon fibre reinforced plastics (CFRP) have been used for tip shafts for small blades and are now commonly used for reinforcement of large blades. The material is used either for the load-carrying centre spar or directly in the blade skins owing to a high strength-to-weight ratio. The use of CFRP for structural components is expected to increase even further as the size of blades increases owing to its weight decrease advantage.

The main issue with CFRP is how it reacts to the lightning current possibly entering and flowing within the material. Two electrical properties of CFRP make it remarkably different than isotropic conductor materials like metals – the conductivity and the degree of anisotropy.

The conductivity of CFRP is in the order of 1 000 times lower than that of aluminium. Depending on the actual construction and weaving technique, the conductivity of CFRP exhibits a very high degree of anisotropy, with higher resistance of the material in directions perpendicular to the fibre orientation. For CFRP coupons used for lightning tests in the aircraft industry, the conductivity has been measured and varies within four orders of magnitude for different current directions.

Therefore, the resistive heating of CFRP when exposed to high current densities might be critical. Especially at the lightning attachment points where high currents enter a rather confined area, the temperature due to joule losses might exceed the evaporation temperature of the resin. When the resin matrix evaporates, the pressure from evolving gases can cause rupture and delamination of the CFRP layers. The CFRP may even incinerate, in particular at the lightning attachment point.

Where CFRP is used in aircrafts, it is considered mandatory that lightning protection is provided for CFRP components that can be struck by lightning or can conduct lightning current.

There are examples of CFRP tip shafts for wind turbine blades having been damaged by lightning. Some laboratory experiments have also demonstrated problems with CFRP shafts conducting lightning current. Laboratory tests of blades with CFRP skin have shown surface delamination and incineration at the lightning attachment point. The protection concept for the blade should consider the exposure of direct strikes along the entire length of the blade, and document by testing and analysis that direct strikes to likely attachment points do not cause any damages compromising the performance requirement in 8.2.2.

Dependent on the specific blade design and LPS protection strategy, the CFRP structural components will either be considered as an integral part of the lightning current path or electrically isolated from the LPS.

It is critical that proper coordination between CFRP structural components, other conductive components and the LPS be made. Coordination should consider:

- electrical bonding and/or,
- electrical insulation and/or,
- physical separation.

For each specific blade and LPS design, either all, or a subset of the above should be applicable.

If electrical bonding is implemented, then it should be determined whether the spacing between equipotential bonding points is adequate to avoid the development of critical voltages that could cause an uncontrolled flashover.

C.4 Particular concerns with conducting components

Conductive components in this clause cover all other conductive parts in the blade besides the receptors and down conductor system described in Clause C.2, and CFRP described in Clause C.3.

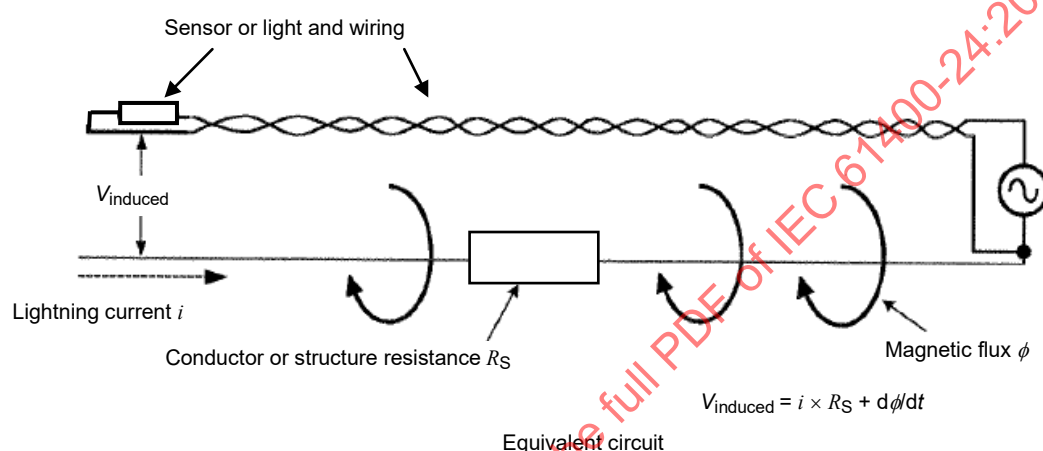


Figure C.3 – Voltages between lightning current path and sensor wiring due to the mutual coupling and the impedance of the current path

Wiring for sensors placed on or inside blades may be exposed to strong magnetic fields that can produce damaging voltages between the lightning conductor and other wiring in the blade, as illustrated in Figure C.3. Such wiring should be avoided if possible. The induced voltage is typically dominant compared to the resistive part, therefore great care needs to be taken when estimating induced voltages. The designer is advised to consult specialised literature on this issue.

If such installations are present, the protection should rely on careful coordination with the LPS. Coordination should consider:

- electrical bonding and/or,
- electrical insulation and/or,
- physical separation.

Having well exposed external lightning air termination systems directly outside of internal conducting components should protect the internal structures from direct lightning attachment. Furthermore, the risk of getting partial discharges from internal wiring is minimised by covering the conductive wiring carefully with electrically insulating materials. Note that high currents and voltages can be induced in isolated conductor loops in the vicinity of the down conductor system. Such surges can possibly result in internal sparking. It is possible that designs that integrate electrical wiring associated with sensors, lights and other systems with the lightning protection system, including the lightning down conductor, may be the most successful in avoiding damage to these systems. Careful coordination of designs of all

systems contained within a blade is essential for successful lightning protection of the blade and functioning of the systems contained within the blade.

Metallic structural components within the blade, i.e. weights, dampers, platforms, etc. should be treated similarly. All conductive parts in the blade should be designed to minimise electric field enhancement and be coordinated carefully with the blade LPS to ensure the necessary separation distance, electrical insulation and/or current carrying to reduce the risk of internal discharges. As with the wiring, it is important that the external air terminations shield off the internal conductive components from the electric field, hence protecting these areas from direct lightning attachment.

If other conductive components are located within the blade, (e.g. blade tip navigation light, lightning sensors, condition monitoring equipment), it should always be shielded by external lightning receptors, thereby minimising the risk of direct lightning attachment to the structures. As described previously, the risk of internal discharges possibly leading to puncture of the blade skin can be minimised by encapsulating all internal conductive parts carefully in electrical insulation material.

C.5 Interception efficiency

The interception efficiency is defined as the number of strikes to the blades intercepted correctly by the air terminations relative to the total number strikes to the blade. In this sense, the interception efficiency is a parameter describing the ability of the blade LPS to intercept the strikes safely. The interception efficiency is affected by the following factors:

- the design and exposure of the air termination system (position and geometry);
- insulation level of internal conductive parts;
- the result of the HV initial leader attachment test in Annex D (interception effectiveness).

Any air terminations and extensions of air terminations (solid conductors and segmented diverters on the surface) should be placed in such a way that the likelihood of lightning puncturing insulating surfaces is reduced to an acceptable level.

The placement of air terminations would be such that the flashover voltage along the blade non-conducting surface is smaller than the breakdown voltage of the blade skin. In practice, both the breakdown voltage of the blade skin and the surface flashover voltage will be difficult to establish, as variations due to different composite materials as well as influence of ageing, cracks, humidity and pollution should be expected. Furthermore, the interception efficiency of segmented diverters and discrete air terminations will be influenced by the presence of conducting materials inside the blade [6].

Recent publication of lightning attachment distribution for wind turbine blades shows that the majority of lightning flashes attaches to the tip region of the blade, and that the likelihood of attachment decrease rapidly towards the blade root. More details are provided in Clause C.8.

High-voltage strike attachment tests on test specimens representing the design are useful for revealing interception effectiveness, and thereby identify and resolve design issues before implementing in final production.

Numerical methods used to determine likely attachment areas on blades and nacelles and estimates of the annual number of direct lightning flash attachments to certain structures are currently being developed. It is not likely, however, that numerical simulation methods can predict with certainty whether a non-conductive blade structure would be punctured, or establish the number and location(s) of receptors necessary to prevent punctures. This is owing to the complexity of most blade structures, and the dynamics of multiple streamer origination and growth. Thus, the numerical methods are useful in the design phase. Whether numerical methods or empirical evidence is used, high-voltage attachment tests, as described in Clause D.2, of candidate designs, should be used to provide additional assurance of protection effectiveness.

C.6 Dimensioning of lightning protection systems

The materials used for lightning protection of wind turbine blades should be able to withstand the combined effects of the electric, thermal and electrodynamic stresses imposed by the lightning current. Nominal dimensions for materials used for air termination and down conductors are listed in Table C.1 (see also IEC 62305-3).

Table C.1 – Material, configuration and minimum nominal cross-sectional area of air-termination conductors, air-termination rods, earth lead-in rods and down conductors^a (corresponds to IEC 62305-3)

Material	Configuration	Nominal cross-sectional area mm ²
Copper, Tin plated copper	Solid tape	50
	Solid round ^b	50
	Stranded ^b	50
	Solid round ^c	176
Aluminium	Solid tape	70
	Solid round	50
	Stranded	50
Aluminium alloy	Solid tape	50
	Solid round	50
	Stranded	50
	Solid round ^c	176
Copper coated aluminium alloy	Solid round	50
Hot-dip galvanised steel ^b	Solid tape	50
	Solid round	50
	Stranded	50
	Solid round ^c	176
Copper coated steel	Solid round	50
	Solid tape	50
Stainless steel ^e	Solid tape ^d	50
	Solid round ^d	50
	Stranded	70
	Solid round ^c	176
^a Mechanical and electrical characteristics as well as corrosion resistance properties should meet the requirements of the IEC 62561 series.		
^b 50 mm ² (8 mm diameter) may be reduced to 25 mm ² in certain applications where mechanical strength is not an essential requirement. Consideration should, in this case, be given to reducing the spacing between the fasteners.		
^c Applicable for air-termination rods and earth lead-in rods. For air-termination rods where mechanical stress such as wind loading is not critical, a 9,5-mm diameter, 1-m long rod may be used.		
^d If thermal and mechanical considerations are important, then these values should be increased to 75 mm ² .		

The cross-sectional areas given above are provided as a guideline derived for simple conductors. For such geometries, the temperature rise associated with the lightning current might be evaluated analytically or numerically. Considering components for special applications, such as flexible down conductors, and more complex geometries such as air terminations, connection components, expanded foil, etc., different dimensions can be considered. For such components, design verification should be based on laboratory tests.

When the individual lightning protection components are put together forming the entire blade installation, testing of the final solution is recommended.

Components under load such as the steel wires for tip brakes may have to be even more solid as the mechanical strength is reduced if heated to high temperatures. There are a few experiences with steel wires for tip brake control that have broken or melted due to lightning currents even for wires of up to 10 mm diameter (cross-sectional area 78 mm²).

The temperature rise of conductors carrying lightning current can be evaluated as shown in Equation (C.1) (see also IEC 62305-1). The designer should consider the temperature rise of all components subjected to all, or parts of, the lightning current and ensure that such components have sufficient strength to fulfil their function immediately after a lightning stroke.

$$\theta - \theta_0 = \frac{1}{\alpha} \cdot \left\{ \exp \left[\frac{(W/R) \cdot \alpha \cdot \rho_0}{q^2 \cdot \gamma \cdot c_W} \right] - 1 \right\} \quad (\text{C.1})$$

where

$\theta - \theta_0$ is the temperature rise of the conductors [K];

α is the temperature coefficient of the resistance [1/K];

W/R is the specific energy of the current impulse [J/Ω];

ρ_0 is the specific ohmic resistance of the conductor at ambient temperature [Ωm];

q is the cross-sectional area of the conductor [m²];

γ is the material density [kg/m³];

c_W is the thermal capacity [J/kgK].

Table C.2 shows the inputs to this equation for common materials, and Table C.3 shows temperature rises for different conductors. It should be noted that in the case of pre-loaded wires, the temperature rise does not have to reach the melting point to cause failure.

Table C.2 – Physical characteristics of typical materials used in lightning protection systems (corresponds to IEC 62305-1)

Quantity	Material			
	Aluminium	Mild steel	Copper	Stainless steel ^a
ρ_0 [Ωm]	29×10^{-9}	120×10^{-9}	$17,8 \times 10^{-9}$	$0,7 \times 10^{-6}$
α [1/K]	$4,0 \times 10^{-3}$	$6,5 \times 10^{-3}$	$3,92 \times 10^{-3}$	$0,8 \times 10^{-3}$
γ [kg/m ³]	2 700	7 700	8 920	$8,0 \times 10^3$
θ_s [°C]	658	1 530	1 080	1 500
c_s [J/kg]	397×10^3	272×10^3	209×10^3	–
c_W [J/kgK]	908	469	385	500
θ_s [°C] is the melting temperature;				
c_s [J/kg] is the latent heat of melting.				
^a Austenitic non-magnetic.				

**Table C.3 – Temperature rise [K] for different conductors as a function of W/R
(corresponds to IEC 62305-1)**

Cross-section mm ²	Material											
	Aluminium			Mild steel			Copper			Stainless steel ^a		
	W/R MJ/Ω			W/R MJ/Ω			W/R MJ/Ω			W/R MJ/Ω		
	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10
4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10	566	–	–	–	–	–	169	541	–	–	–	–
16	147	454	–	1 114	–	–	56	143	309	–	–	–
25	52	132	283	211	912	–	22	51	98	938	–	–
50	12	28	52	37	96	211	5	12	22	188	460	938
100	3	7	12	9	20	37	1	3	5	45	102	188
^a Austenitic non-magnetic.												

Considering the impact on the air termination, IEC 62305-1 suggests the use of the anode or cathode voltage-drop model to calculate the volume subject to erosion. Several attempts have been made to correlate this model with test and field experience, without any success. Further research is required to achieve a fully verified model.

C.7 Blade-to-hub connection

At the root of the blade, the down conduction system is usually either terminated via the blade mounting flange, to the hub, or directly to the nacelle (bypassing pitch bearings and main rotor bearings) using a special connection system.

If the blade is pitch regulated (type D), the lightning current is either allowed to pass through the pitch bearing or around the bearing using a sliding contact, an air gap or a flexible bonding cable with enough slack to allow for the pitch motion. The flexible bonding across the bearing can be integrated with the innermost part of the down conductor from the blade.

In blades with tip brake (type C), the hydraulic system, which actuates the control wire, should be protected. Standard hydraulic cylinders that are normally used can be damaged by flashovers from the rod to the cylinder housing. Usually, the hydraulic cylinder is protected by diverting the lightning via a flexible bonding strap with sufficient slack to allow for the motion, or alternatively a sliding air gap or brush is used to divert lightning current away from the hydraulic cylinder. Care should be taken to reduce the slack in such bonding straps, since the inductive voltage drop across the slack may become very high, thus resulting in ineffective protection of the cylinder.

No matter what type of blade to hub interface is used, the component/design should be verified using the high current physical damage test in D.3.3.

C.8 WTG blade field exposure

C.8.1 General

WTG blades are the components most exposed to direct lightning strikes in the field. As described in C.8.2, lightning strike attachment probability cannot be determined by means of the high-voltage test described in Annex D, therefore, the best way to determine this probability is by analysis of field data for similar blades. Experience with different blades from different manufacturers have shown that the outer part of the blade receives the majority of the direct strikes. These studies indicate that the probability of direct lightning strikes increases closer to the blade tip.

C.8.2 Application

The objective of presenting field data concerning the attachment point distribution on WTGs is to ensure that manufacturers target the design and placement of the lightning protection system in an efficient manner, i.e. placing the protection emphasis at the tip region of the blade. The presented field data is based on several blade designs investigated over the past decade, revealing a clear distribution of lightning attachments and damages at different span-wise locations. The data is publicly available and show unambiguously the trend of higher strike probability towards the tip region of the blade.

The attachment point distribution presented here may differ from the findings for specific blades at specific sites, and provided manufacturers have collected such information on their own blade designs at relevant sites, such data should be used for the design inputs.

C.8.3 Field exposure

Several field campaigns are reported in literature where attachment points are identified by inspecting blades and evaluating successful lightning strike protection as well as strikes causing blade damage. The blade inspections cover blades on onshore and offshore turbines, blades made of CFRP and GFRP main laminates, and blades with different air termination and down conductor layout. The considered blade lengths range from 39 m to 45 m, with the following distribution of strikes to WTG blades vs. the distance from the blade tip. The results of these investigations are summarised in Table C.4, which can be used for reference if no specific information is available.

Table C.4 – Range of distribution of direct strikes from field campaigns collecting data on attachment distribution vs. the distance from the tip of wind turbine blades, 39 m to 45 m blades with and without CFRP

Distance from tip m	Range of distribution of direct strikes %
0 to 2	71 to 99
2 to 4	0 to 10
4 to 6	0 to 10
6 to 8	0 to 4
8 to 10	0 to 4
Rest	0 to 4

Annex D (normative)

Test specifications

D.1 General

This annex describes test methods for verifying blade designs with respect to their capability of handling the impact of a lightning discharge. The tests are described for blades herein, but may also be applied to other objects such as the spinner, hub, nacelle or parts thereof.

The manufacturer shall define the number of samples of the items to be tested. The items to be tested would be specimens of the blade, including the tip and sufficient portions of the blade inboard of the tip to represent the complete lightning protection design and the blade specimen structure, as well as the interaction of the air termination system, lightning down conductors, down conductor connection components, other components of the lightning protection system, and the blade specimen structure. The test specification is divided into two sub-sections.

The high-voltage strike attachment tests are applied to determine specific lightning attachment points and breakdown paths across or through non-conducting materials, such as wind turbine blades and nacelle covers. Since the currents that flow during these tests are representative only of lightning leader currents, and not the much more intense stroke currents, the attachment tests are intended only to show the path(s) that may be taken by lightning discharges. The damage caused by these tests is not comparable to possible damage from the lightning currents.

The high-current physical damage tests are used to assess actual damage from lightning currents. The test methods presented are applicable to both complete tip designs, and to smaller sections of the down conductor, such as connection components. These tests do not give any information about the most likely attachment points.

Pass/fail criteria for each test are described in the following subsections.

D.2 High-voltage strike attachment tests

D.2.1 Verification of air termination system effectiveness

These verification tests are used to verify the effectiveness of the air termination system on wind turbine blades. For development and design purposes, different test setups and considerations than required by the normative tests may be used.

The evaluation based on the strike attachment tests cannot be correlated with interception efficiency as stipulated by the selected LPL. The actual interception efficiency can only be verified by field observations.

NOTE For two-bladed rotors, the attachment distribution along the blades will differ from three-bladed rotors. Hence, the high-voltage initial leader attachment test required in D.2.2 can to be done with even lower angles (i.e. closer to horizontal / zero degrees) to demonstrate adequate interception efficiency for the tip as well as for inboard sections of the blade.

D.2.2 Initial leader attachment test

D.2.2.1 Test purpose

This test is intended for wind turbine blades. This test shall be used to verify the following:

- effectiveness of the air termination system for the blade in question;

- location of possible leader attachment points and flashover or puncture paths on blades and other non-conducting structures;
- flashover or puncture paths along or through dielectric surfaces;
- performance of protection designs and/or devices.

D.2.2.2 Test specimen

The test specimen is a full-scale blade or blade tip section including all relevant design details as being present in series production. In selecting the appropriate blade length, the blade design details and the likelihood of test strike attachment to the crane slings, to other details being part of the test setup and to the root end of the blade sample shall be considered. Experience has shown that a blade length of approximately 15 % of the total blade is applicable for 10° or lower test angles.

The blade section shall be long enough to include samples of all applicable elements of the lightning protection system installed in a production representative condition. The test report shall detail the applicability rationale of the test section with respect to the full blade design.

Electrically conducting components, such as lights and sensors and the lightning conductor(s), normally installed on or within the test specimen (a single blade, a blade tip or a mid-section of a blade), shall be represented within the test specimen.

These items shall be positioned at the same locations within the test specimen as they would be in the blade. If the conducting specimens may be oriented in several positions, those that represent worst cases should be represented in the tests. Normally these are the positions that result in the smallest distances to the non-conducting skins, or the strongest electric field intensities in directions normal to the exterior surface. Either new blade samples or samples that have previously been aged mechanically could be used as long as they are undamaged by the mechanical aging process.

NOTE 1 The test description in this annex is mandatory for blade tips. The same test principles can be applied for inboard blade sections to verify performance of air termination systems in these regions, or determine likely attachment points along the blade.

NOTE 2 Experience has shown that testing blades in angles of 10° to the horizontal plane requires test samples of minimum length 10 m to avoid flashovers from the end of the blade sample.

D.2.2.3 Test setups

D.2.2.3.1 General

The initial leader attachment test is used for design and verification purposes. The verification test for blades is described in the present subclause, and the test used are test setup A or B, whereas development tests may benefit from different test setups and test configurations.

Each test arrangement is intended to result in initiation of electrical activity, such as corona, streamers and leaders, at the test specimen (and not at the external electrode) as occurs at a wind turbine blade just before a lightning attachment. Once ionisation of the air at the test specimen is initiated, the streamer will progress toward the opposite electrode which is to be a large geometric shape intended to represent an electric field equipotential surface some distance from a blade extremity. In this way, the influence of the external test electrode on test results is minimised. Overviews of the test arrangements showing the high-voltage generator, test specimen and external electrode in test setups A and B are illustrated in Figure D.1, Figure D.4 and Figure D.5.

Test setup A is the most desirable arrangement, since it usually allows a larger dimension external electrode (i.e. a conductive surface on the laboratory floor) and a more realistic electric field environment around the blade specimen to be provided.

Test setup B is intended to create a similar electric field arrangement about the test specimen as in test setup A while allowing larger or heavier test specimens and support structures to be placed on the laboratory floor. In this arrangement, a large diameter electrode shall be suspended above the test specimen. A large diameter is essential to avoid non-realistic field intensifications owing to the edges of the suspended electrode, potentially causing flashovers between the edges of the electrode and the test sample, or between the edges of the suspended electrode and a ground plane on the laboratory floor, bypassing the blade test specimen altogether.

NOTE For very flexible blade samples, it might be considered to pitch the blade in an angle such that the force of gravity bends the blade into a geometry closer to operational conditions. This principle of a fixed blade setup applies to both setups A and B.

D.2.2.3.2 Test setup A

Test setup A is applicable for tests of large portions of a blade that includes representative portions of the lightning protection system. The general test arrangement for test setup A is illustrated in Figure D.1.

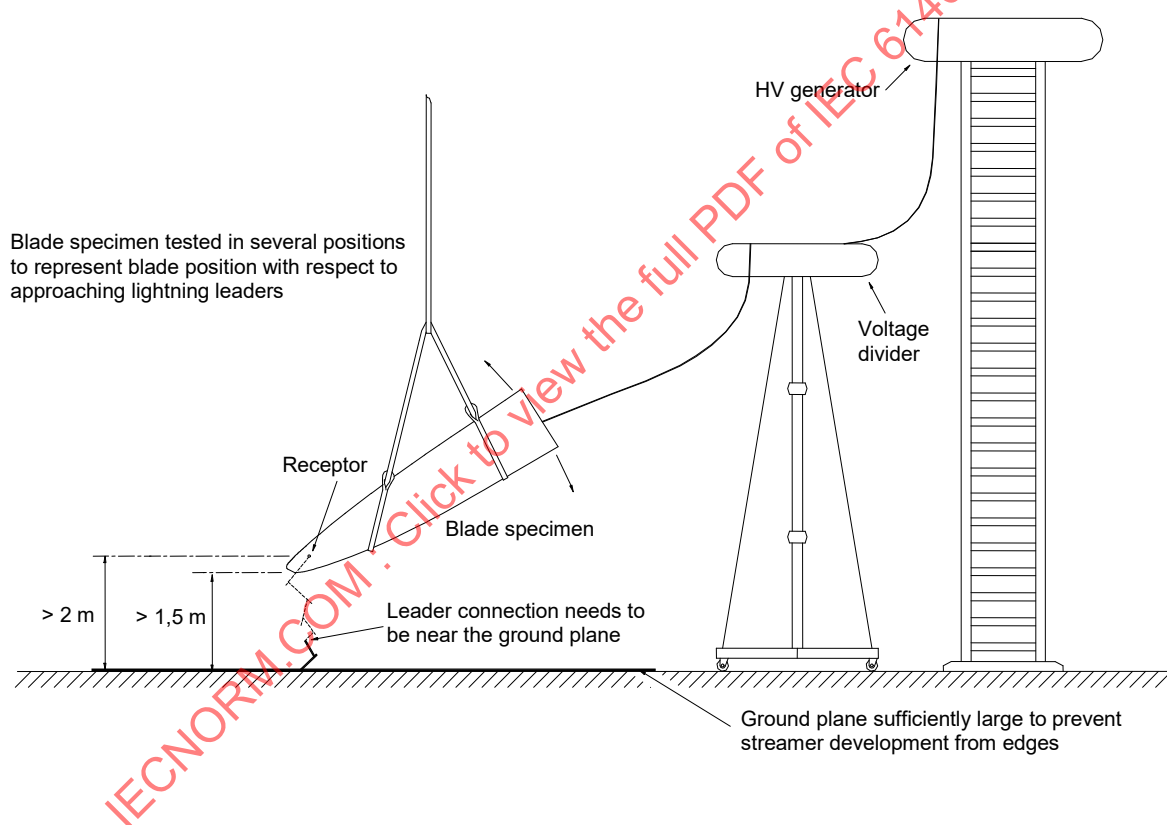


Figure D.1 – Example of initial leader attachment test setup A

The distances shown in Figure D.1 are indicative only. The minimum air-gap distance to conductive parts shall be 1,5 m.

The test specimen, having its lightning protection system connected to the output of a Marx generator, is elevated above the external electrode, a large area ground plane. The ground plane shall be of sufficient size to avoid edge effects, i.e. to avoid having flashovers terminating on the edge of the ground plane and to be regular and uniform enough to ensure that the connection point of the flashover is in the lower part of the gap. The test specimen shall be tested in the 90°, 30° and 10° orientation at all 4 blade pitch angles as defined in Figure D.2, to represent electric field directions that this part of the test specimen may experience on the turbine. The specific angles defined for the mandatory test sequence identifies likely attachment points at the most predominant blade angle relative to the field

(90°) and also stresses inboard sections of the tip region where likely attachment points are also observed in field (30° and 10°). Additional angles may be used to investigate the blade performance during the design process.

In Figure D.2, three different angles of the blade relative to the ground plane are used (90°, 30° and 10° with horizontal, all with tolerances $\pm 3^\circ$), and four different pitch positions. By applying three discharges of each polarity and at each orientation, the blade will experience 54 impacts.

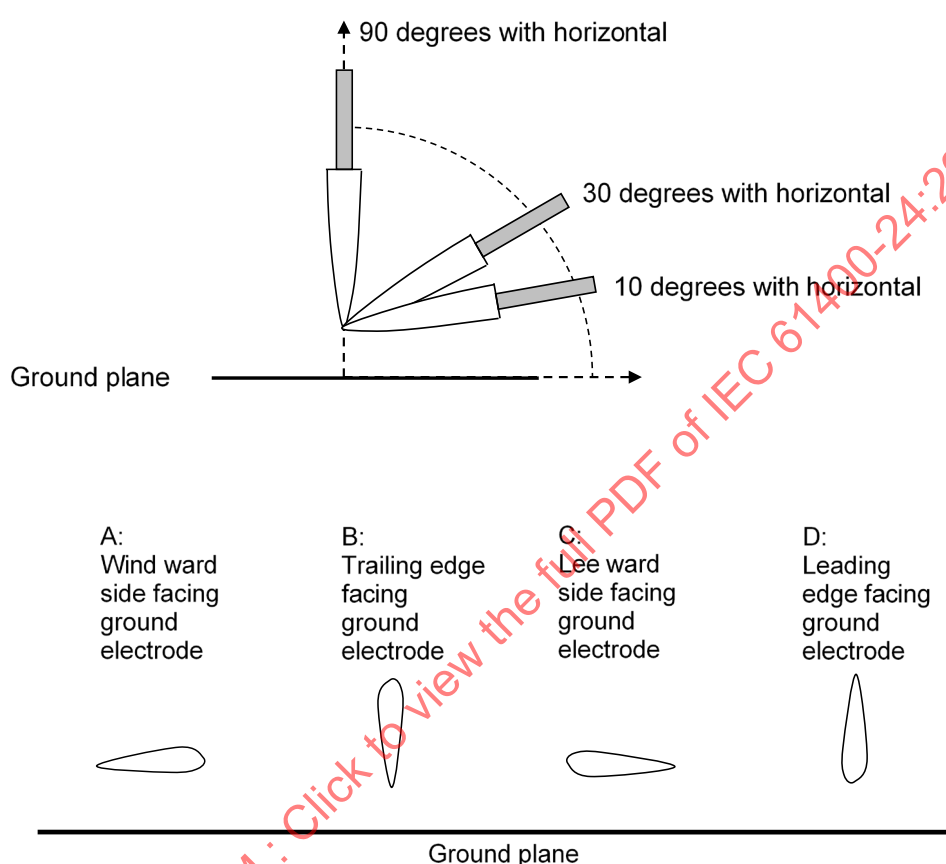


Figure D.2 – Possible orientations for the initial leader attachment test setup A

For two-bladed rotors, the attachment distribution along the blades will be different than for three-bladed rotors. Hence, the high-voltage initial leader attachment test should be conducted with even lower angles (preferably as close to 0° as possible) to demonstrate adequate interception effectiveness for the tip as well as for inboard sections of the blade. Currently, the mandatory test sequence for three-bladed rotors apply for two-bladed rotors as well, until further field experience with two-bladed rotors is published.

NOTE Tests of wet and polluted blade samples can be used to stress particular design features and emulate a naturally aged blade, but such tests are not mandatory.

The angle between the blade length axis and the external ground electrode is defined in accordance with Figure D.3. For each test configuration in Figure D.2, the blade length axis is defined as a line intersecting the closest surface (windward side (A), trailing edge (B), leeward side (C) or leading edge (D) at distances of 1 m and 5 m from the tip.

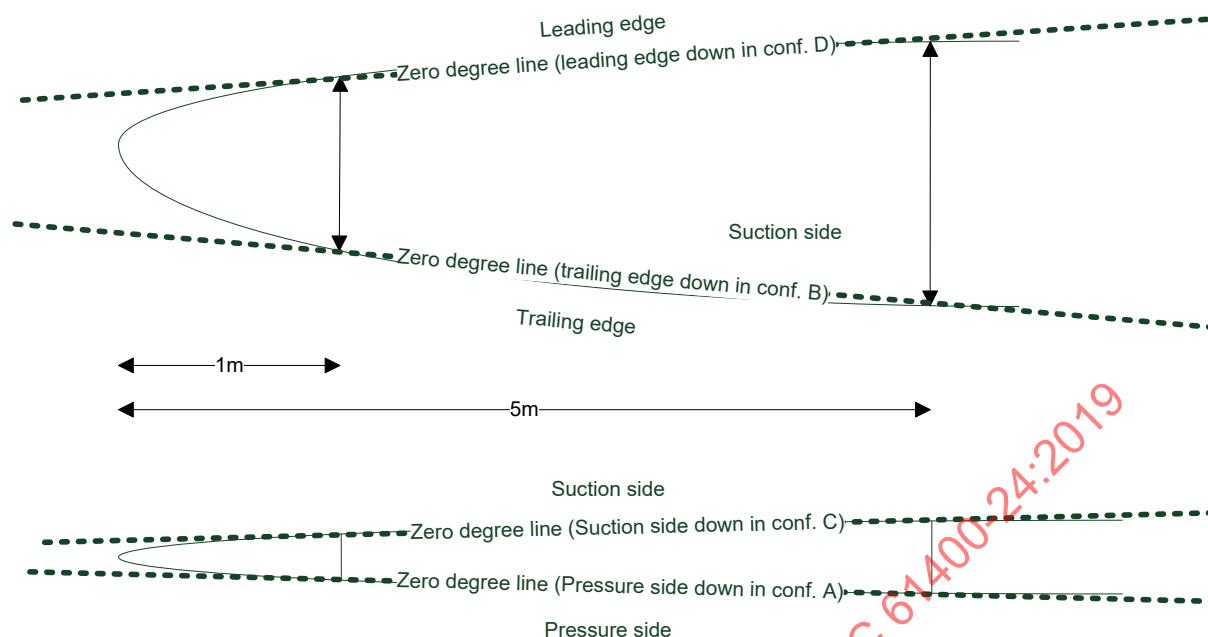


Figure D.3 – Definition of the blade length axis during strike attachment tests

For blade designs equipped with serrations, winglets, vortex generators or other aerodynamic features, the same criterion as shown in Figure D.3 applies. Sketches of the application on a blade with a winglet are shown in Figure D.4.

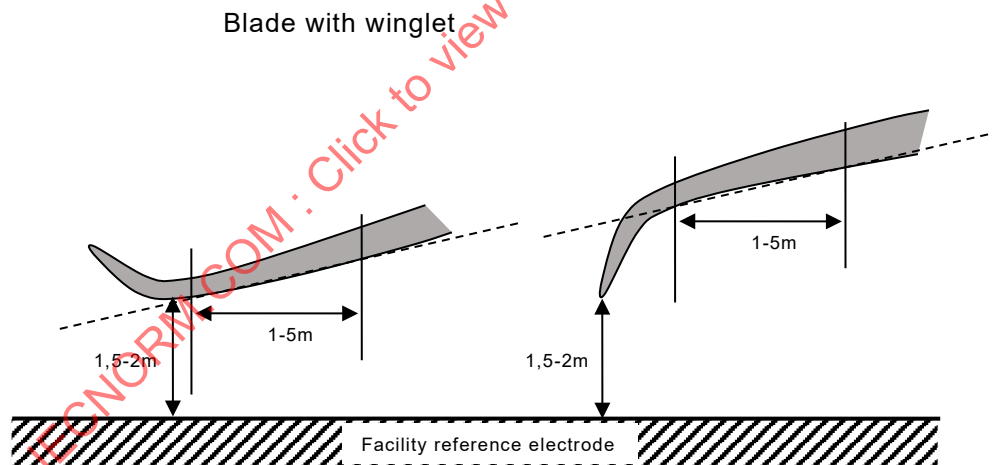


Figure D.4 – Example of the application of angles during the HV test

In the case of blades with winglets, the gap distance to non-conducting parts may be adjusted depending on the winglet design, provided the distance to the air-termination and conducting parts is minimum 1,5 m, and the minimum air-gap distance to non-conducting parts is 0,5 m.

Two conditions shall apply for a valid test when test setup A is used:

- Connection of the streamers shall occur in the lower part of the air gap between the energised blade and the ground plane, i.e. more than half the flashover distance away from the blade specimen. This is confirmed by photographs of the flashovers. The leader connection point is shown in Figure D.5. If this is not achieved, the uniformity of the plane surface shall be improved, or the distance between blade and plane increased. If the connection has occurred closer to the blade than half way between the blade and the

ground plane and the test has resulted in successful attachment to a designated protection device or design, the test should be considered successful. But if a puncture of the blade has occurred, the test shall not be considered successful, and the specific test is disregarded and an additional test may be applied.

- b) The streamer from the ground plane shall not originate from the edge of the ground plane. In such a case, the size of the ground plane may be increased. But note that increasing the diameter of the HV electrode may not stop flashovers from originating at the edge of the HV electrode and bypassing the test specimen.

If the flashover originated at the ground plane, and the test has resulted in successful attachment to a designated protection device or design, the test should be considered successful. But if a puncture of the blade has occurred, the test shall not be considered successful, and the specific test is disregarded and an additional test may be applied.

Conditions a) and b) are typically met by keeping the following dimensions:

- 1) The ground plane should be at least 2 m from the closest conductive element (inside or outside the test specimen);
- 2) The ground plane should be at least 1,5 m from the nearest test specimen skin;
- 3) The smallest dimension of the ground plane should be at least 5 times the minimum gap length between the blade and the ground plane.

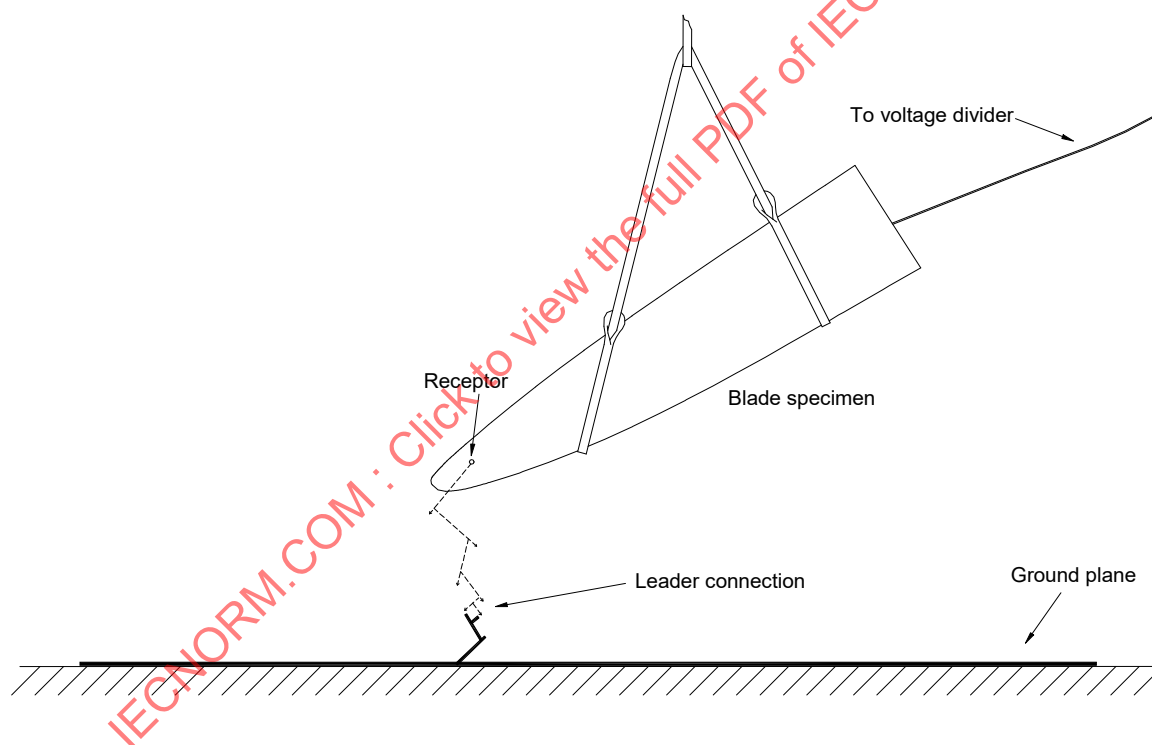


Figure D.5 – Example of leader connection point away from test specimen

Specific dimensions and test specimen orientations shall be described in the test plan.

D.2.2.3.3 Test setup B

The general test arrangement for test setup B is illustrated in Figure D.6.

The specimen should be tested in several positions representing different directions of the approaching leader, as specified in Figure D.2 for test setup A.

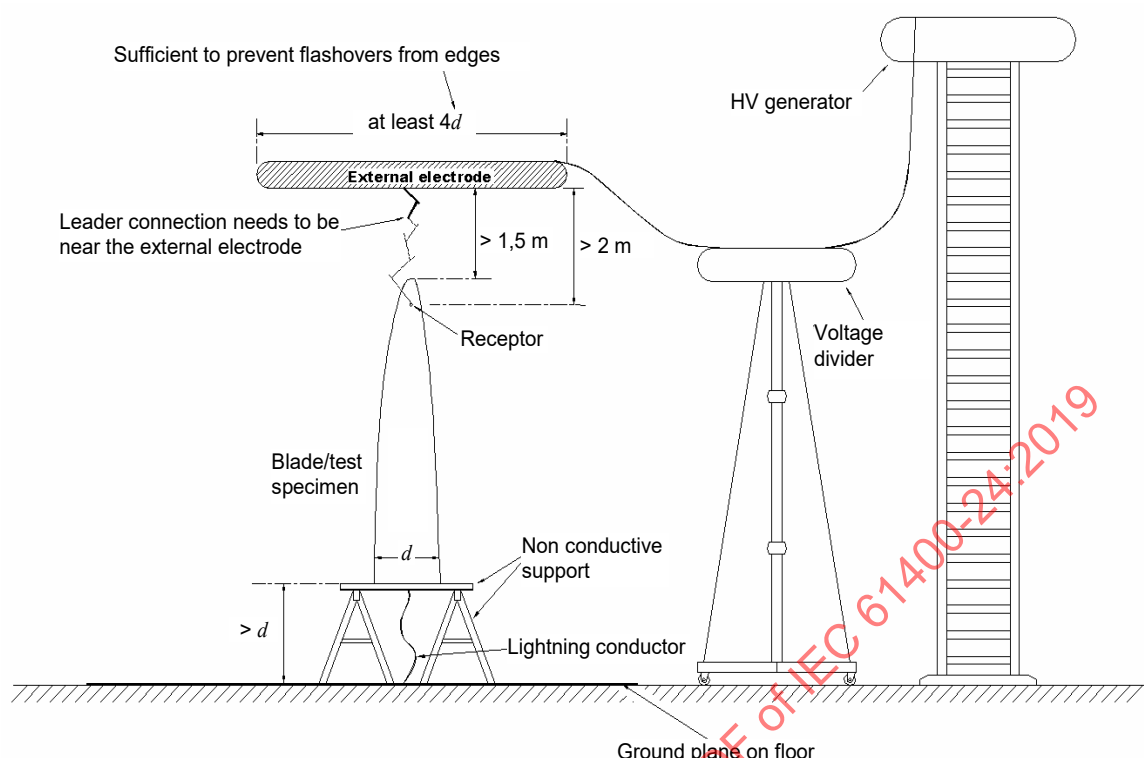


Figure D.6 – Initial leader attachment test setup B

The distances shown in Figure D.6 are indicative only. The minimum air-gap distance to conductive parts shall be 1,5 m.

Test setup B is applicable for blades as an alternative to test setup A, but also suitable for test specimens where elevation in the test facility is impractical, such as meteorological instrument booms, hubs, spinners. This arrangement has the disadvantage that the ground plane on the test facility floor may distort the electric field near the test specimen. The minimum clearance to extraneous structures is specified, in IEC 60060-1, as 1,5 times the minimum flashover distance between the two opposite electrodes. To minimise the distortion on the electric field present in the gap, the ground plane and other conductive structures shall be at least 1,5 times the gap length away, i.e. 3 m with the gap length of 2 m in Figure D.6.

The test specimen is elevated above the ground plane on supports by a distance greater than 1,5 times the distance between air termination on the test specimen and the external electrode to minimise influence of the ground plane on test results. The external electrode is suspended above the test specimen and at high potential when the test is applied. The external electrode shall be of sufficient size to avoid edge effects, i.e. to avoid having flashovers terminating on the edge of the external electrode. The test specimen should normally be tested with two or more orientations, to represent the possible electric field directions that this part of the blade or other structures may experience in service. One pitfall with Setup B is that when the external electrode is at positive polarity, flashovers can originate at the edges of this electrode and terminate on the ground plane and bypass the test specimen.

Three conditions should apply to a valid test when test setup B is used:

- Connection of the streamers should occur in the upper part of the air gap between the energised external electrode and the test specimen, i.e. more than half the flashover distance away from the test specimen. This is confirmed by photographs of the flashovers.

The leader connection point is shown in Figure D.6. If this is not achieved, the uniformity of the plane surface should be improved, or the distance between the blade and the plane increased.

- b) The streamer from the external electrode should not originate from the edge of this electrode. In such a case, the size of the external electrode may be increased. But note that increasing the diameter of the HV electrode may not stop flashovers from originating at the edge of the HV electrode and bypassing the test specimen. In this case, the only solution is to use test setup A.
- c) The end termination of the LPS or other conductive elements within the specimen should be elevated above the ground plane by a distance larger than 1,5 times the distance between air termination on the test specimen and the external electrode.

Conditions a) and b) are typically met by keeping the following dimensions:

- 1) The external electrode should be at least 2 m from the closest conductive element (inside or outside the test specimen).
- 2) The external electrode should be at least 1,5 m from the nearest test specimen skin.
- 3) The smallest dimension of the external electrode should be at least 5 times the minimum gap length between the blade and the ground plane.

Specific dimensions and test specimen orientations should be described in the test plan.

D.2.2.4 Test voltage waveform

The voltage waveform used is a slowly rising voltage waveform reaching flashover to the specimen before the prospective voltage peak. This voltage waveform is selected since it is the most representative of the electric field in the vicinity of a structure during an initial leader attachment.

On rare occasions, the flashover can happen after the peak of the voltage waveform. Such tests are regarded valid and are accounted for in the overall evaluation provided it does not happen in more than 10 % of all flashovers throughout the test sequence. But if a puncture of the blade has occurred, the test shall not be considered successful, and the specific test is disregarded and an additional test may be applied.

Such waveforms might be achieved by using the switching impulse voltage in IEC 60060-1 with time to peak of $250 \mu\text{s} \pm 50 \mu\text{s}$ (i.e. $250 \mu\text{s} \pm 20 \%$) and decay time to half value of $2\,500 \mu\text{s} \pm 1\,500 \mu\text{s}$ (i.e. $2\,500 \mu\text{s} \pm 60 \%$). Since the voltage is applied as a rise to flashover, the decay time of the full waveform is not of particular interest.

A typical test voltage waveform is shown in Figure D.7.

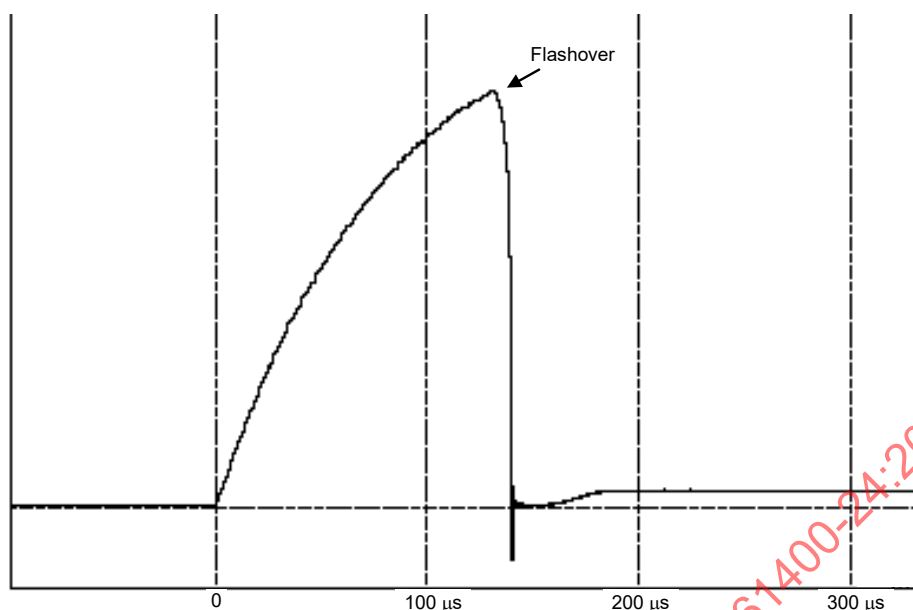


**Figure D.7 – Typical switching impulse voltage rise to flashover
(100 μ s per division)**

Three tests of each polarity and each orientation of the test specimen with respect to the opposite electrode are applied, giving an overall number of test discharges of 54.

The HV generator discharge current is typically less than 2 000 A, which encompasses most leader currents. The physical effects of this current will not, therefore, represent those of a much more severe stroke current, or of continuing currents, that may take the same path as the leader. Tests to determine the effects of lightning stroke currents on blade composite structures and lightning conductor designs shall be conducted in accordance with Clause D.3.

D.2.2.5 Measurements and data recording

The following measurements and data recordings should be made.

- Photographs and description of each test setup.
- Waveform plots of the test voltage waveforms.
- Photographic records of all tests to determine strike point and the connection point of the flashover. These should have complete coverage of the tested areas of the specimen. One or two cameras should enable immediate preliminary analysis of the test to be made so that any punctures are identified immediately. An additional camera looking into the interior of a blade specimen might be useful to monitor internal streamer/leader behaviour during tests.
- Photograph of each electrode position.
- Photographs of puncture locations or other significant effects.
- Records of laboratory environmental data (such as temperature, pressure and humidity), dates of testing, personnel performing and witnessing the tests and test location.
- Record of any deviations from the test procedure.
- Records of the results of each test showing electrode polarity, voltage amplitude and waveforms (showing front time and duration).

D.2.2.6 Test procedure

This general test procedure is applicable to both test setups (A and B).

Generator performance verification:

- a) Measure laboratory environmental conditions.
- b) Review and implement safety procedures.
- c) Clean the test specimen with an appropriate technique to remove moisture, dust, debris, and other contaminants that could affect the test results. Carefully inspect the test specimen for any blemishes that might later be confused with effects of the tests, and identify these so that they are not confused with subsequent test results.
- d) Wrap the leading and trailing edges of the blade in an aluminium foil and ground these foils to the tip air termination system and to the down conductor where it exits the blade for the generator performance verification tests (the wrapping of the blade is advised but not mandatory).
- e) Position the specimen at the minimum angle with respect to the horizontal ground plane in setups A and B, and set the initial test specimen polarity to be positive (+), regardless of whether test setup A or test setup B is used. Experience has shown that this condition results in a lower probability of puncture of non-conducting materials since streamers originating from test specimen LPS progress further into the air gap before being joined by opposing streamers from the negative electrode.
- f) Adjust the generator settings to ensure a flashover at the rising front of the waveform for the selected distance between the blade and the external electrode and initiate a test to the blade while measuring the applied voltage.
- g) Apply a test to the test specimen, while measuring the applied voltage and taking photographic evidence of the path of the flashover. Ensure that the flashover occurs on the rising wave front before the crest of the voltage waveform.
- h) If the waveform is not correct or the flashover did not occur on the rising wave front before the crest of the voltage waveform, adjust the generator parameters or air gap between the specimen and opposite electrode as necessary to obtain the specified waveform and flashover.
- i) Once the waveform is within the described tolerances, remove the conductive foil applied in d) and proceed to the actual test sequence.

Test sequence:

- 1) Apply a test to the test specimen, while measuring the applied voltage and taking photographic evidence of the path of the flashover. Ensure that the flashover occurs on the rising wave front before the crest of the voltage waveform.
- 2) If the attachment occurred to the blade structure, outside the intended LPS, e.g. if an unexpected puncture of laminate skin has occurred, perform an assessment to determine if the test specimen has failed the test. If it has failed, then the test sequence is terminated. Attachment to insulating surfaces followed by a surface flashover to the intended air termination is not considered to be a failure.
- 3) Repeat steps 1) and 2) until three tests of positive polarity have been applied under the same conditions.
- 4) Switch the polarity of the HV generator to ensure the polarity of the test sample being negative relative to the ground plane (test setup A) or external electrode (test setup B).
- 5) Repeat steps 1) and 2) until three tests of negative polarity have been applied under the same conditions.
- 6) Reposition the test specimen (test setup A) or the external electrode (test setup B) as required by the test procedure.
- 7) Repeat steps 1) to 5) until all combinations of blade orientations and polarities have been tested with a total of 54 discharges as required by the test procedure.

NOTE Occasionally, there will be a withstand in which no flashover occurs, particularly having the blade charged at negative polarity. When this happens, an additional test shall be applied to ensure 54 valid discharges documented by pictures of each flashover.

D.2.2.7 Data interpretation

Test specimens should undergo a thorough post-test evaluation to determine the adequacy of the design with respect to the pass/fail criteria.

D.2.2.8 Pass/fail criteria

To pass the initial leader attachment test, all 54 flashovers shall attach to the intended air termination system designed to intercept the strike (discrete receptors, conductive coating, metal mesh, etc.), documented by pictures of 54 individual flashovers. No punctures through the insulating structures of the blade are allowed, disruptive discharges attaching outside air terminations are regarded to be a failure.

All 54 flashovers shall appear as flashovers in the air or along the exterior blade surface from the intended air terminations on the blade to the remote ground plane (test setup A) or the external electrode (test setup B).

Following the HV initial leader attachment test, the areas subjected to direct attachment shall undergo the subsequent stroke attachment test in accordance with D.2.3 and the high-current verification test in accordance with Clause D.3 determining the design capability of handling the lightning current.

D.2.3 Subsequent stroke attachment test

D.2.3.1 Test purpose

Following the HV initial leader attachment test in accordance with D.2.2, the areas subjected to direct attachment shall undergo the subsequent stroke attachment test according to D.2.3 and the high current verification test according to Clause D.3 determining the design capability of handling the lightning current.

The purpose of this test is described in the following:

- 1) In both events of a downward initiated strike and an upward initiated strike, where the first interception of the lightning flash has occurred correctly at the intended air termination, the first stroke of a downward flash or initial continuous current (ICC) of an upward flash may be followed by a dark period, and subsequently a re-attachment of the dart leader to the air termination. The intention of the test is to show that the breakdown between the dart leader and the air termination happens as a surface flashover, instead of a puncture of the blade skin.
- 2) Experience has shown that insufficiently insulated receptor bases or other installations in conjunction with air terminations can lead to punctures and fatal damages in field. This test will investigate the design for such defects, and if the test is passed the likelihood of failures in field is therefore minimised.

In all cases, the test will determine whether the field necessary for discharge formation in proximity of air terminations (side and tip receptors) causes the flashovers to occur on the exterior surface of a blade or punctures the blade and flashes along an interior surface.

This test is applicable to surfaces of a wind turbine blade in proximity of air termination systems.

D.2.3.2 Test specimen

The test specimen should be a section of a full-scale blade, such as a blade tip or other surface that contains a likely point of lightning attachment, a discrete lightning receptor or other protection device.

Typical test specimens would be a blade tip section used also for initial leader attachment tests of D.2.2.3, setups A or B, or another specimen that is representative of a structure local

to a likely lightning attachment point, air termination or similar. An example might be a blade section 2-m-long cut from a longer blade specimen. Any surface finishes, including surface fillers or paints should be provided to ensure realistic surface flashover characteristics.

D.2.3.3 Test setup

The test setup is as follows.

- An overview of a typical test arrangement showing a cross section view of the test specimen and typical test electrode position is illustrated in Figure D.8. The tests are conducted with one or more electrode positions, representing the possible directions of leader sweep as seen in Figure D.11.
- Support the test specimen above the ground plane at a distance of at least 1,5 times the minimum flashover distance as described in IEC 60060-1:2010, 4.2.
- The receptor(s), lightning down conductors and any other conductive components bonded to the blade LPS as part of the design should be at ground potential.
- Connect the output terminal of the HV generator to the high-voltage electrode. The electrode shall be spherical with a radius of $50 \text{ mm} \pm 5 \text{ mm}$. The surface of the HV electrode shall be placed $50 \text{ mm} \pm 5 \text{ mm}$ away from the surface on the test specimen to represent the voltage applied by a lightning channel sweeping over the surface of the test specimen. Alternately, the blade lightning protection system may be connected to the HV generator and the sphere electrode may be grounded.
- Set up equipment to measure and record the applied test voltage.

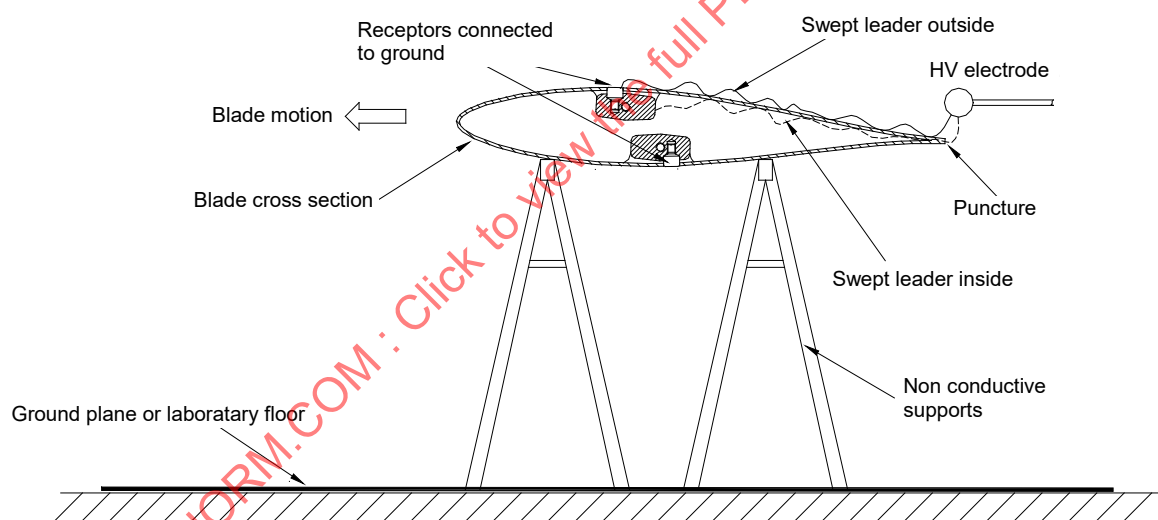
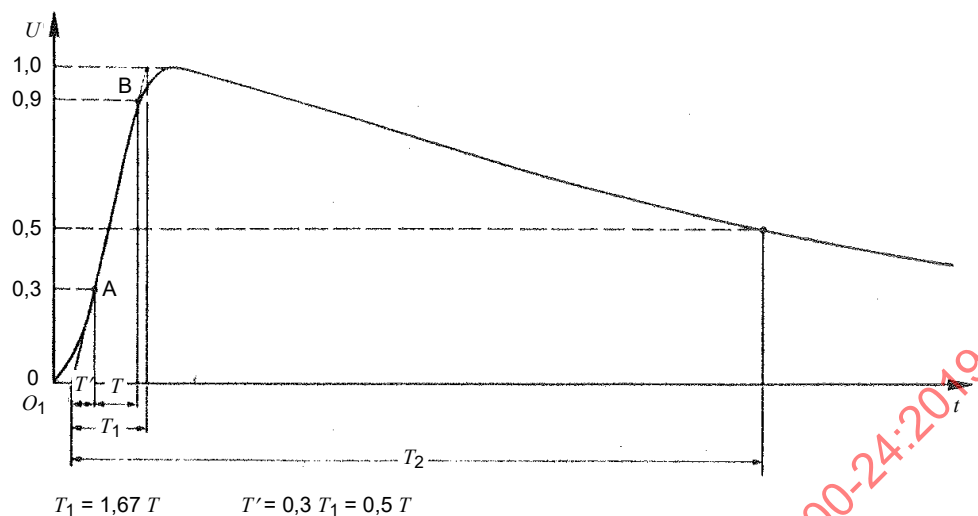


Figure D.8 – Subsequent stroke attachment test arrangement

D.2.3.4 Test voltage waveform

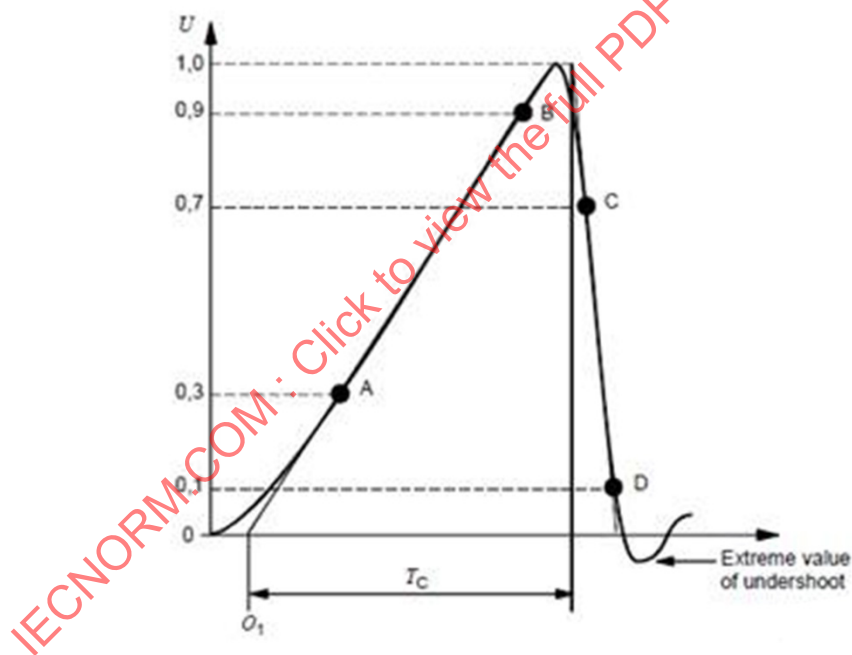
The electric field associated with a swept channel for downward strikes, and reattachment of the dart leader, produce rapidly increasing electric fields that are represented more appropriately by the "lightning impulse" voltage waveform defined in IEC 60060-1. The full lightning impulse voltage waveform has a rise time T_1 of $1,2 \mu\text{s}$ and a decay time to half value T_2 of $50 \mu\text{s}$ as defined in IEC 60060-1 and shown in Figure D.9.

This waveform is applied with a virtual peak voltage that is higher than required flashover to the air termination so that flashover occurs on the wave front as shown in Figure D.10.



This figure is adapted from IEC 60060-1.

Figure D.9 – Lightning impulse voltage waveform



This figure is adapted from IEC 60060-1.

Figure D.10 – Lightning impulse voltage chopped on the front

The front-of-wave flashover illustrated in Figure D.10 represents the result of the rate of rise of a stroke current (dI/dt) multiplied by the inductance of a lightning leader or channel for a downward flash strike or the field associated with the re-attachment of the dart leader following the first return stroke.

NOTE For long air gaps exceeding 0,5 m, it is accepted that the flashover happens later than the crest of the 1,2/50 μ s waveform.

D.2.3.5 Measurements and data recording

The following measurements and data recordings should be made:

- Photographs and description of each test setup and electrode position.
- Photographic records of all tests. Cameras should provide 360° coverage of the test specimen. One camera should enable immediate preliminary analysis of the test shot to be made so that any punctures are identified immediately. An extra camera looking into the interior of the blade sample might be useful to monitor internal streamer/leader behaviour during tests.
- Photographs of any puncture locations or other significant effects.
- Records of laboratory environmental data (such as temperature, pressure and humidity), dates of testing, personnel performing and witnessing the tests and test location.
- Records of any deviations from the test procedure.
- Records of the results of each test showing voltage polarity, amplitude and waveform (showing front time and duration).

D.2.3.6 Test procedure

The test procedure is as follows:

- a) Measure laboratory environmental conditions.
- b) Review and implement safety procedures.
- c) Carefully inspect the test specimen for any blemishes that might later be confused with effects of the tests and identify these so that they are not confused with subsequent test results.
- d) Calibrate the generator and instrumentation, to ensure correct waveform and a peak voltage higher than required to flashover between the test electrode and the air termination.
- e) Clean test specimen with appropriate technique to remove dust, debris and other contaminants which could affect test results.
- f) Apply a discharge to the test specimen while measuring the applied voltage and taking photographs of any flashover that occurs.
- g) Inspect the test specimen and document the results. Mark and photograph any punctures or other effects on the test specimen.
- h) If puncture has occurred, perform an assessment to determine if the test specimen has failed. If it is deemed to have failed, then the test sequence may need to be terminated.
- i) Repeat steps f) to h) to accomplish three discharges at each polarity, and for the electrode positions shown in Figure D.11. The electrode positions are located at the trailing edge 50 mm above the blade skin at the same radius as the side receptor.
- j) In the case of other air termination designs, including "electrically conductive elements" such as metal mesh, carbon fibre composite structure, or other electrically conductive parts of the blade design that may serve as a designated air termination, these have to be tested as shown in Figure D.11, then three discharges at each polarity shall be performed at the worst case electrode positions (identified by the manufacturer) at the trailing edge 50 mm above the blade skin.

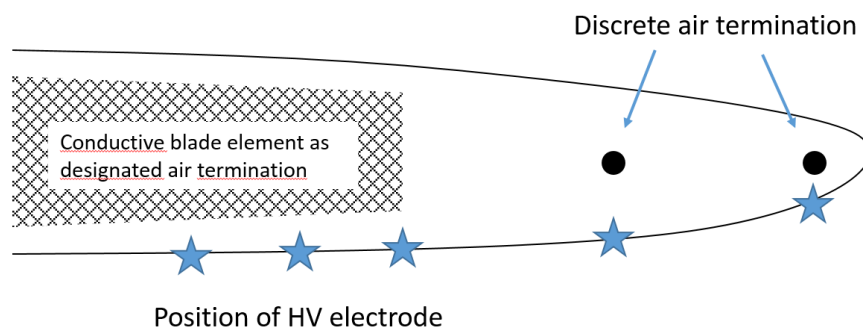


Figure D.11 – HV electrode positions for the subsequent stroke attachment test

D.2.3.7 Data interpretation

Test specimens should undergo a thorough post-test evaluation to determine the adequacy of the design against the pass/fail criteria.

D.2.3.8 Pass/fail criteria

To pass the subsequent stroke attachment test, no punctures through the insulating structures of the blade are allowed. All flashovers shall either appear as surface flashovers or in the air above the surface from the test electrode to the intended air terminations on the blade.

D.3 High-current physical damage tests

D.3.1 General

These tests are used to determine the effects of a lightning attachment to a blade or nacelle surface and the current flow away from such an attachment. These effects can be evaluated at the points of attachment and along the path(s) taken by the lightning current.

D.3.2 Arc entry test

D.3.2.1 Test purpose

Following the HV initial leader attachment test in accordance with D.2.2, the areas subjected to direct attachment shall undergo the subsequent stroke attachment test in accordance with D.2.3 and the high-current verification test in accordance with Clause D.3 determining the design capability of handling the lightning current.

This test is applicable to structures such as wind turbine blades and nacelles that are exposed to direct lightning attachment.

The test is used to determine the direct (physical damage) effects that may result at the locations of possible lightning channel attachment to a blade or where high current and energy densities may flow away from a point of entry during a lightning attachment. Examples are blade air termination systems and associated electrical conductors, metal foils, diverter strips and fittings and connectors in the lightning current path in proximity to the attachment point.

The test can be used to assess:

- arc attachment damage;
- hot spot formation;

- metal erosion at air termination systems;
- performance of segmented and solid diverter strips;
- adequacy of protection materials and devices;
- magnetic force effects;
- blast and shock wave effects;
- behaviour of joints and hardware assemblies.

D.3.2.2 Test specimens

These tests may be performed on full-scale production items or representative prototypes. These tests may also be performed on panels, coupons or sub-sections of the blade or other wind turbine assembly. The panels, coupons or sub-sections should be fabricated with the appropriate manufacturing processes, paints and other finishes, joints and materials representing the series production. For protection devices that require a specific voltage to ionise, such as segmented diverter strips, the length of the ionisable test specimen should be short enough to ionise during the high-current test, since high-current generators usually do not apply more than 100 kV.

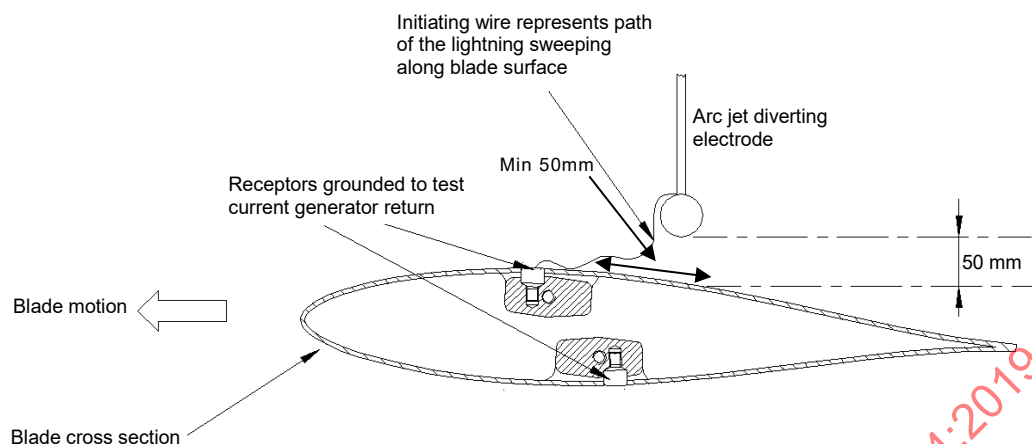
D.3.2.3 Test setup

The test setup is as follows.

- Mount the test specimen in a fixture that can support the specimen securely, and ensure a distance to other conductive surfaces of at least 1,5 times the minimum flashover distance as described in IEC 60060-1:2010, 4.2 (it may be relevant to place the test specimen vertically rather than horizontally e.g. in case molten metal is deposited on the blade causing risk of fire).
- Connect the generator return to the assembly so the lightning currents are conducted away from the test specimen in a manner representative of when the blade or nacelle is struck by lightning. Ensure that magnetic forces and other interactions associated with current flow within the setup are controlled so they represent the natural situation and do not unduly influence the test results.
- Orient a test electrode 50 mm above the area of the test specimen that is to be evaluated. For most arc entry tests, the electrode should be the "jet diverting" type, as shown in Figure D.12, a tungsten electrode, or another electrode configuration which minimises the amount of electrode material deposited upon the test specimen surface. This type of electrode has been shown to best represent the shockwave effects of natural lightning attachments without affecting the surface of the test sample unrealistically. The electrode position should be a minimum 50 mm chord-wise displaced from the edge of the air termination towards the trailing edge. The injection point shall represent the most likely wear points. The injection point in the test shall be defined by the position of the ignition wire as indicated in Figure D.12.
- Where the specimen is sensitive to polarity, the test electrode polarity in the long stroke current test shall be negative (i.e. specimen polarity positive) in order to produce maximum damage since arc roots are more concentrated at the anode.

NOTE Experience has shown that physical effects of lightning attachment on air termination devices on blades are not sensitive to current polarity.

- A fine metallic wire, not exceeding 0,5 mm in diameter, may be used, if desired, to direct the arc to a specific point of interest on the test specimen. Especially if the conductive part is kept below an insulating barrier (e.g. thin layer of fibre glass above a CFRP structure), a small hole not exceeding Ø 2 mm can be drilled through the insulating layer. This approach is helpful for generators that use low voltages. Test results will not be adversely affected by the wire, which vaporizes as soon as current begins to flow.
- The arc entry testing is conducted on the trailing edge side of the air termination system (the hang-on zone).
- Set up sensing and recording equipment.



A lateral displacement of the electrode relative to the air termination enables a verification of the shockwave effect from the lightning channel.

Figure D.12 – High-current test arrangement for the arc entry test

D.3.2.4 Test current waveforms

The test currents to be applied include the first short stroke and the long stroke, with amplitudes, charge levels and specific energies as defined in Table A.1 for LPL I Zone OA1. As specified in the lightning environment defined for the actual structure (blade part) concerned, these test levels are scaled according to the actual exposure where the attachment point is placed. The two current components may be applied in one discharge if possible, or applied in individual discharges as suggested in Table A.3. The parameters of these test currents are shown in Table D.1 and Table D.2.

Supplying the current parameters within their tolerances I (–10 % / +10 %), W/R (–10 % / +45 %) and Q_{flash} (–20 % / +20 %) in the same impulse, can be achieved by an approximately exponentially decaying current with T_2 in the range of 350 μs , or an oscillating current pulse with similar specific energy accompanied by a continuous current supplying the remaining charge. The DC component supplying the remaining part of the charge exhibits a peak current in the range of 200 A to 1 200 A (–10 % / +10 %), and a discharge time of current flow = 0,5 s with a tolerance of –10 % / +10 % regulated to inject the necessary amount of charge with the tolerances in accordance with IEC 62305-1.

D.3.2.5 Measurement and data recording

The following measurements and data recordings should be made.

- Photographs and description of the test setup.
- Photographs of the test specimen before, during and after each test. Infrared video cameras to determine local hot spot areas during tests might be beneficial.
- Photographs and description of damage to the test specimen.
- Records of laboratory environmental data (such as temperature, pressure and humidity), dates of testing, personnel performing and witnessing the tests, and test location.
- Record of any deviations from the test procedure.
- Records of the results of each test showing polarity, current amplitudes, waveforms (showing front time and duration), specific energies and charge transfers at applicable test points.

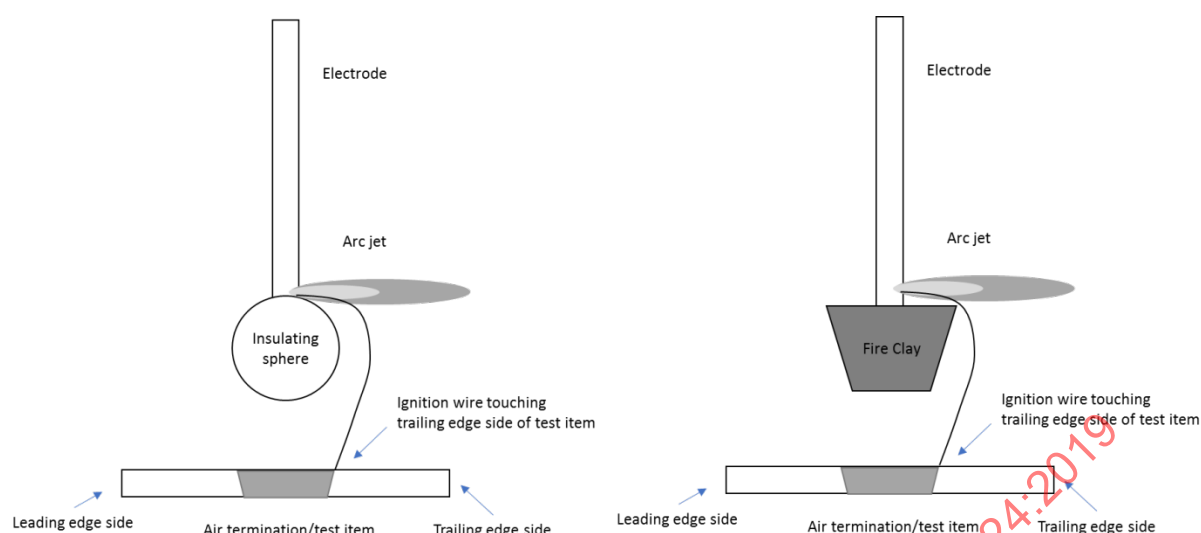


Figure D.13 – Typical jet diverting test electrodes

D.3.2.6 Test procedure

The test procedure is as follows:

- a) Measure laboratory environmental conditions.
- b) Review and implement safety procedures.
- c) Calibrate the generator and instrumentation as follows.
 - 1) Insert a conductive bar or panel in place of the test specimen with material properties similar to the test specimen.
 - 2) Connect the bar or panel to the generator test current return.
 - 3) Initiate a test to the bar while measuring the applied current waveform(s).
 - 4) If the current level or waveform(s) are not within the tolerances (I (–10 % / +10 %), W/R (–10 % / +45 %) and Q_{flash} (–20 % / +20 %)), adjust the generator parameters.
 - 5) Repeat steps 3) and 4) as necessary to obtain the required waveform(s).
 - 6) Remove the bar or panel and install the test specimen.
- d) Apply a test to the test specimen.
- e) Inspect the test specimen and document the results.
- f) If required, place the electrode at a new position on the test specimen and repeat steps d) to e).

In order to demonstrate compliance with LPL I, the following current pulses shall be applied to the system in step d) above. Subject to a specific lightning exposure assessment, the first return stroke pulse (test 1-3) is scaled in amplitude.

The verification plan shall include rationale for the scaling of the first return stroke pulses used in terms of the peak current, specific energy and charge levels. The charge content in the long stroke current pulse is constant throughout the blade length, and the manufacturer shall outline the pass/fail criteria in relation to the expected lifetime and maintenance intervals of the component in question.

The first three pulses (test 1-3 in Table D.1) shall be used to determine the design adequacy in relation to the selected LPL (pass/fail criteria), whereas the following pulses (test 4-6 in Table D.1) characterise the wear due to the charge content of the long stroke.

A suitable current pulse of sufficient magnitude to trigger the arc column shall be used to establish the necessary arcing of the test gap preceding the long stroke current in test 4-6.

Table D.1 – Test current parameters corresponding to LPL I

Test Id.	Peak current [kA]	Specific energy [MJ/Ω]	Charge per test [C]
1-3 (3 tests)	200	10	100
4-6 (3 tests)		-	200
Accumulated charge content			900
NOTE Test parameters are applied with tolerances defined in IEC 62305-1, I (-10 % / +10 %), W/R (-10 % / +45 %) and Q_{flash} (-20 % / +20 %).			

Considering the surface erosion of air-termination systems due to the conducted charge, the damage is cumulative. This means that the accumulated charge conducted during testing will help determine the inspection interval/frequency of replacement, as long as a realistic total amount of charge is applied.

For inboard air terminations on blades, the peak current and hence the specific energy should be scaled in accordance with the lightning exposure as defined in 8.2.2. The charge levels are however maintained, such that even side receptors inboard the blade tip section shall be tested with the charge levels as specified in Table D.1.

For designs that make use of several air terminations, all air terminations shall be exposed to the full test programme. If a blade design consists of many air terminations manufactured similarly, only one item of each type needs to be tested as part of this type testing.

In addition, for sites with winter lightning exposure, the following pulses (test 7- X in Table D.2, X being minimum 9 [3 additional tests] for one individual protection component) shall be used to characterise the wear of the air-termination points closest to the blade tip due to the charge content of the long stroke in winter lightning. The component may need replacement after a subset of the tests in Table D.2 (that means it is allowed to interrupt the test after the minimum 9 and replace worn out components after any of the tests 10- X as long as it is duly documented in the test report), and the manufacturer shall then align the wear of the LPS found during testing and the expected exposure at the particular site, and use the information to tailor the maintenance cycles for the particular site.

A suitable current pulse of sufficient magnitude to trigger the arc column shall be used to establish the necessary arcing of the test gap preceding the long stroke current.

Table D.2 – Test current parameters for winter lightning exposure testing (duration maximum 1 s)

Test Id.	Peak current [kA]	Specific energy [MJ/Ω]	Charge per test [C]
7- X ($X \geq 9$)	-	-	600
Accumulated charge content (winter lightning)			3 (minimum) times 600
NOTE Test parameters are applied with tolerances defined in IEC 62305-1, I (-10 % / +10 %), W/R (-10 % / +45 %) and Q_{flash} (-20 % / +20 %).			

D.3.2.7 Data interpretation

Test specimens should undergo a thorough post-test evaluation to determine the adequacy of the design with respect to pass/fail criteria. In connection with air-termination systems, such criteria should encompass noise as a consequence of surface erosion, ease of replacement, etc.

D.3.2.8 Pass/fail criteria

To pass the arc entry test, the manufacturer should define the expected exposure of the turbine parts in question, align the expected service intervals with the test results, and verify that the wear parts of the structures can be replaced safely and as planned at the end of lifetime.

D.3.3 Conducted current test

D.3.3.1 Test purpose

This test is applicable to lightning down conductors, connection components and other mechanical fixed or flexible components that are in the current path(s) between the air termination system and the wind turbine earthing system.

This test can be used to assess:

- lightning current conducting abilities;
- temperature rises in conductors, conductor insulation, connection components and remaining parts of the structure;
- arcing and sparking in equipotential bondings, bearings, sliding contacts, spark gaps, brushes and general connection components;
- magnetic force effects;
- current carrying capability of carbon fibre composite materials and interfaces.

D.3.3.2 Test specimen

The test specimen should be a full-scale production item such as sections or sub-sections of lightning conductors or conducting structures installed in a representative manner that may include interfaces between structural parts (CFRP structures), adhesive bonded joints, fastened joints, bearings or brushes. The structure specimens should be large enough to allow a representative lightning current distribution to be achieved.

Connection components inside blades can be tested without being fully implemented into the blade shells. This enables a thorough evaluation of the performance during and after the test.

D.3.3.3 Test setup

The test setup is as follows.

- Mount the test specimen in a fixture that elevates the specimen to a distance from other conductive surfaces of at least 1,5 times the minimum flashover distance as described in IEC 60060-1:2010, 4.2 so that these do not influence the test results.
- Connect the generator output and return terminals to the specimen so the test currents are conducted through the specimen in a manner representative of when the blade or other structure is struck by lightning. The polarity of the generator is usually not relevant. Ensure that magnetic forces and other interactions associated with current flow within the specimen are controlled to ensure that they represent the natural situation. Figure D.14 shows a typical arrangement.
- Set up sensing and recording equipment.

NOTE A semi-coaxial arrangement of the conductors and the test specimen can be used to minimise magnetic forces due to currents in the conductors that bring test current to and from the specimen and to achieve a realistic distribution of current through the specimen. Figure D.14 shows a typical arrangement for testing a section of a wind turbine blade. Measurements of induced voltages into electrical wiring that may be installed within a blade can also be made during the conducted current test, as described in Clause 8.

D.3.3.4 Test current waveforms

The test currents to be applied include the first short stroke, with amplitudes, charge levels and specific energies as expected for the lightning environment as defined by the manufacturer for the particular structure. The important parameters of these test currents are shown in Table D.3 and Table D.4.

The specific test currents to be applied are determined by the protection level that has been assigned to the part of the wind turbine structure that is being tested. The test current amplitudes to be applied to specimens that represent only a portion of the conductive path through the structure (e.g. two parallel down conductors within a blade, CFRP structural components in parallel with the down conductor, etc.) should be scaled in accordance with the lightning exposure as defined in 8.2.2 for blades. The manufacturer shall define the parameters of the test current affecting each current path and each interface of the structure. Often this current magnitude is increased by up to 50 % to account for possible imbalances in current distribution throughout a structure cross-section.

A detailed analysis of the current distribution and the associated current components in the different paths of the structure may reveal that waveform parameters do not scale linear with the peak magnitude of the current. In the test specification, the arguments for the scaled current parameters shall be defined.

D.3.3.5 Measurement and data recording

The following measurements and data recordings should be made.

- Photographs and description of the test setup.
- Photographs of injection points.
- Photographs of the test specimen before, during and after each test. Infrared video cameras to determine local hot spot areas during tests might be beneficial.
- Photographs and description of damage to the test specimen.
- Records of laboratory environmental data (such as temperature, pressure and humidity), dates of testing, personnel performing and witnessing the tests and test location.
- Record of any deviations from the test procedure.
- Records of the results of each test showing polarity, current amplitudes, waveforms (showing front time and duration), specific energies and charge transfers at applicable test locations.

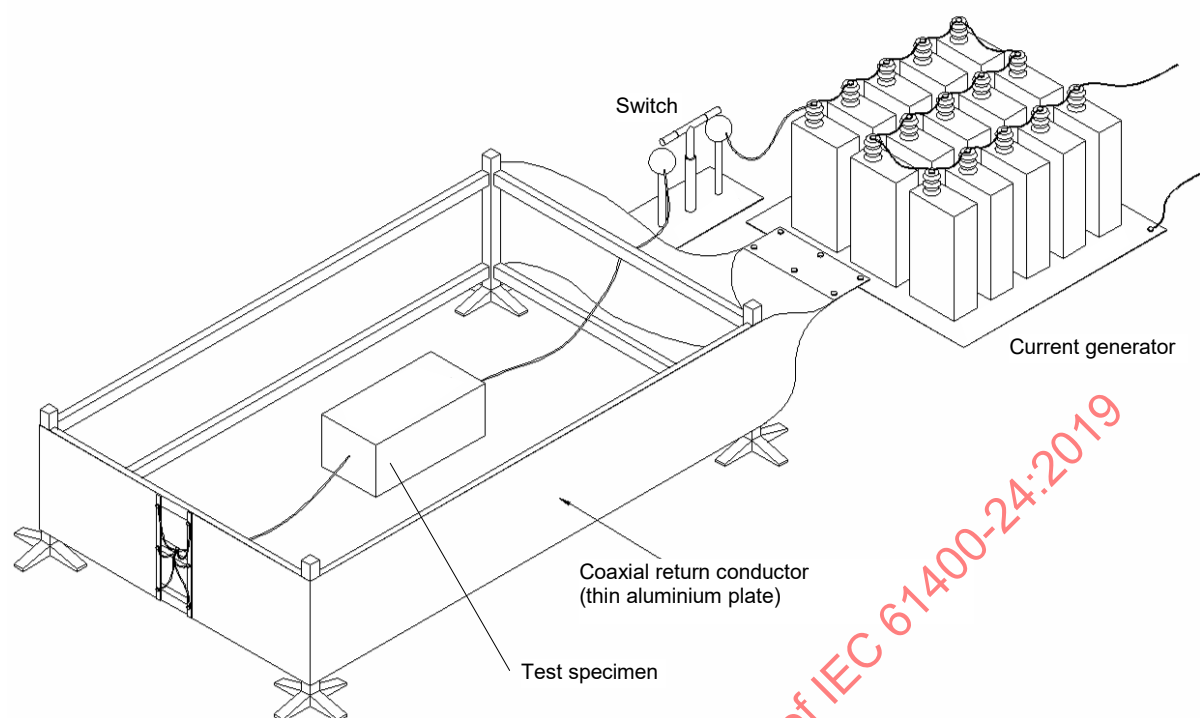


Figure D.14 – Example of an arrangement for conducted current tests

D.3.3.6 Test procedure

The test procedure is as follows.

- a) Measure laboratory environmental conditions.
- b) Review and implement safety procedures.
- c) Calibrate the generator and instrumentation as follows.
 - 1) Detach the generator high and return current from the test specimen and connect them to a conductive bar near or in place of the test specimen. The bar should have material properties that are similar to the test specimen.
 - 2) Apply a test to the bar while measuring the applied current waveform(s).
 - 3) If the current level or waveform(s) are not within the tolerances (I (–10 %/+10 %), W/R (–10 %/+45 %) and Q_{flash} (–20 %/+20 %)), adjust the generator parameters.
 - 4) Repeat steps 2) and 3) as necessary to obtain the required waveform(s).
 - 5) Remove the bar and reattach the generator to the test specimen.
- d) Clean test specimen using the appropriate technique to remove dust, debris and other contaminants that could affect test results.
- e) Measure the series resistance of the test sample, with respect to the pass/fail criteria.
- f) Apply a test to the specimen.
- g) Inspect the test specimen and document the results.
- h) Repeat steps f) and g) to apply additional tests as called for in the test plan.

In order to demonstrate compliance with LPL I, the following current pulses shall be applied to the system in step f) above. Subject to a specific lightning exposure assessment, the first return stroke pulse (test 1-3) is scaled in amplitude.

The verification plan shall include argumentation for the scaling of the first return stroke pulses used in terms of the peak current, specific energy and charge levels. The charge content in the long stroke current pulse is constant throughout the blade length, and the

manufacturer shall outline the pass/fail criteria in relation to the expected lifetime and maintenance intervals of the component in question.

For fixed connection components (cable lugs, bolted connections, and other non-moving parts), the test sequence in Table D.3 shall be used. The three pulses (test 1-3 in Table D.3) shall be used determine the design adequacy in relation to the selected LPL (pass/fail criteria).

Table D.3 – Test current parameters corresponding to LPL I

Test Id.	Peak current [kA]	Specific energy [MJ/Ω]	Charge per test [C]
1-3 (3 tests)	200	10	100
NOTE Test parameters are applied with tolerances defined in IEC 62305-1, I (–10 % / +10 %), W/R (–10 % / +45 %) and Q_{flash} (–20 % / +20 %).			

For flexible paths (spark gaps, sliding contacts, brushes, bearings, etc.), the arc root erosion due to the charge impact in the long duration stroke shall be included as well, and the test sequence in Table D.4 shall be used. The charge content in the long stroke current pulse is constant throughout the blade length, and the manufacturer shall outline the pass/fail criteria in relation to the expected lifetime and maintenance intervals of the component in question.

Table D.4 – Test current parameters corresponding to LPL I (for flexible paths)

Test Id.	Peak current [kA]	Specific energy [MJ/Ω]	Charge per test [C]
1-3 (3 tests)	200	10	100
4-6 (3 tests)	-	-	200
Accumulated charge content			900
NOTE Test parameters are applied with tolerances defined in IEC 62305-1, I (–10 % / +10 %), W/R (–10 % / +45 %) and Q_{flash} (–20 % / +20 %).			

Considering the erosion of spark gaps, sliding contacts, brushes, bearings, etc. due to the conducted charge, the damage is cumulative. This means that the accumulated charge conducted during testing will help determine the inspection interval/frequency of replacement, as long as a realistic total amount of charge is applied.

In addition, for sites with winter lightning exposure, the following pulses (test 7- X in Table D.5, X being minimum 9 [3 additional tests] for one individual protection component) shall be used to characterise the wear of spark gaps, sliding contacts, brushes, bearings, etc. The component may need replacement after a subset of the tests in Table D.5 (i.e. it is allowed to interrupt the test and replace worn out components after any of the tests 7- X as long as it is duly documented in the test report), and the manufacturer shall then align the wear of the LPS found during testing and the expected exposure at the particular site, and use the information to tailor the maintenance cycles for the particular site.

**Table D.5 – Test current parameters for winter lightning exposure testing
(duration maximum 1 s)**

Test Id.	Peak current [kA]	Specific energy [MJ/Ω]	Charge per test [C]
7-X ($X \geq 9$)	-	-	600
Accumulated charge content (winter lightning)			3 (minimum) times 600
NOTE Test parameters are applied with tolerances defined in IEC 62305-1, I (-10 % / +10 %), W/R (-10 % / +45 %) and Q_{flash} (-20 % / +20 %).			

D.3.3.7 Data interpretation

Test specimens should undergo a thorough post-test evaluation to determine the adequacy of the design with respect to pass/fail criteria.

D.3.3.8 Pass/fail criteria

The connection component or electrical interfaces is deemed to have passed the test if the intended electro-mechanical functionality of the component is intact, including the following:

- No arcing detrimental to the functionality occurs during the test sequence, besides the natural arcing in connection with moving parts involving open arcs as part of the design (spark gaps, brushes, sliding contacts, etc.).
- The contact resistance for fixed metal to metal connections, measured with a laboratory grade micro ohm meter delivering 10 A on small samples and measuring using four terminal resistance measurement as close as possible to the connection component is less than 1 mΩ. In the case where the connection component or the conductor(s) are of stainless steel, a value of 2,5 mΩ is allowed.
- No detrimental change of functionality of connections involving CFRP demonstrated by inspection, measurement, and/or testing.
- Fixed connection does not exhibit any crack to normal or corrected vision without magnification nor does it have any loose parts or deformation impairing its normal use.
- For bolted clamping connections the loosening torque is greater than 0,25 and less than 1,5 times the tightening torque. In the case of connectors with more than one screw, only the loosening torque of the first screw is relevant to this test.
- For screw-less components, such as compressed connection components, each conductor of the specimen shall be subjected independently to a mechanical tensile force of $900 \text{ N} \pm 20 \text{ N}$ for 1 min. Each conductor shall be tested independently for multiple conductor connectors. The connection component is deemed to have passed the test if there is less than a 1-mm movement of the conductor during the test and no damage on the connector or conductor.
- The structural integrity of the blade or blade section is not compromised by the current injection. It is the responsibility of the manufacturer of the specific component or system to evaluate whether the damages are acceptable, and to document that the turbine can remain in operation until the next scheduled inspection.

For structures or components which are intended to be replaced during normal services, the manufacturer shall align the expected service intervals with the test results, and verify that the wear parts of the structures can be replaced safely and as planned before the end of their lifetimes.

Annex E

(informative)

Application of lightning environment and lightning protection zones (LPZ)

E.1 Lightning environment for blades

E.1.1 Application

The objective of the blade lightning environment concept is to document how the lightning exposure can be distributed along the blade length. It does not consider a method to decide where to place air termination or to ensure lightning protection coordination. The blade lightning environment concept chosen should be based on industry experience (internal or public as presented in Clause C.8), and the blade attachment probability at different span-wise locations, resulting in a higher strike probability towards the tip region of the blade.

The specific threat requirements of peak current, specific energy and total charge (for the LPL chosen, the charge remains the same for all areas of the blade) are defined for each area of the blade surface. These threat requirements are then used to define the design and test levels for the LPS components installed in a given part of the blade. In the definition of the requirements for the different areas, consider that current from higher areas (area 1) will be conducted through lower areas, hence design requirements for the conducted current tests for lower areas are adopted from the higher areas.

The manufacturer is free to define a specific lightning exposure for a particular blade in question, provided that the exposure is documented by analysis or field data. Alternatively, the lightning environment concept presented in this annex may be adopted.

E.1.2 Examples of simplified lightning environment areas

In this subclause, two approaches of simplified lightning environment concepts are provided for guidance, although special blade features or environmental conditions may suggest different divisions of the blade surface. It is the final responsibility of the manufacturer to demonstrate the compliance of the chosen lightning environment with the LPL for the wind turbine blade. The lightning environment is achieved by splitting the blade in different areas defining the specific lightning environment for each area.

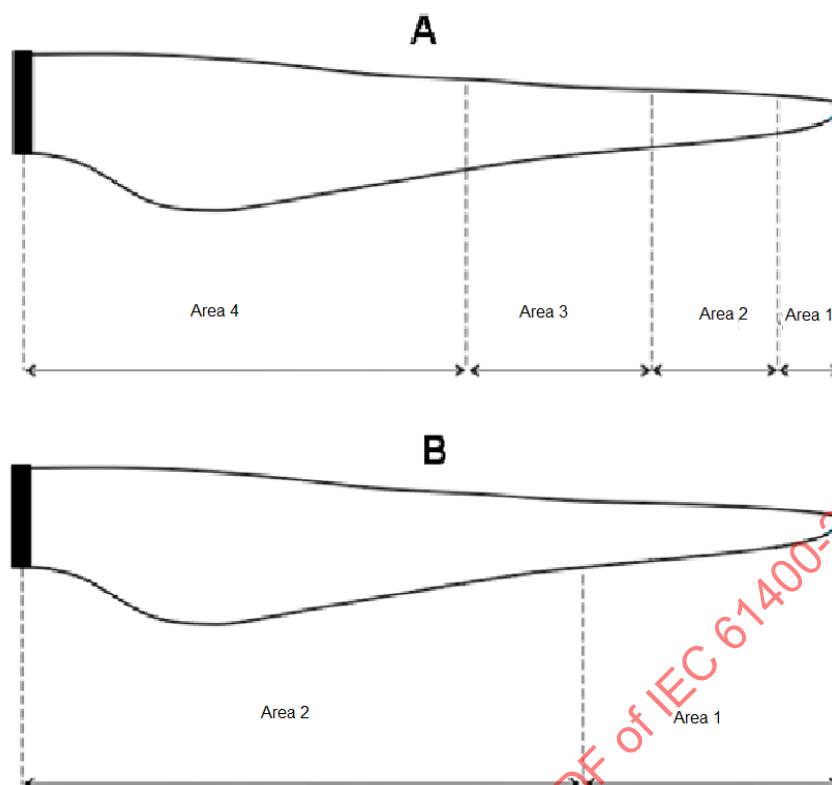


Figure E.1 – Examples of generic blade lightning environment definition

Figure E.1 shows two possible blade lightning environment definitions, type A dividing the blade into four areas with different exposure to direct strikes, type B dividing it into two areas. Based on the analysis supporting the chosen concept, and documented by the manufacturer, the areas can be defined by different LPLs. For example, in the type A concept, blade area 1 could be protected to cover LPL I lightning currents for direct strikes and the rest of the areas 2, 3 and 4 with LPL II, III and IV respectively. In a second type B, LPL I and lower could be chosen for areas 1 and 2. For any approach, it is a requirement that area 1 comprising blade tip should comply with LPL I, alternatively the overall risk assessment should show that LPL II or less is applicable for the most severe part of the blade. Disregarding the exposure chosen for each area, the manufacturer should ensure that the direct strikes intercepting area 1 can be safely conducted through the blade and the remaining areas, even if the exposure to direct strikes is less in the inboard areas.

In any case, the manufacturer should assure that as a whole component, the blade complies with the required LPL by means of combination of attachment probability of the lightning strikes attachment and severity of the lightning currents.

The lightning environment is defined for each area, examples for concept A and B in Figure E.1 are shown in Table E.1 for concept A, and Table E.2 for concept B.

Table E.1 – Blade area definition for the example in concept A

Blade area		Typical area dimensions [m]			Current level
Area	Length (m) or % blade length	40 m blade	60 m blade	80 m blade	I [kA]
1	5 %	2	3	4	200
2	10 %	4	6	8	150
3	15 %	6	9	12	100
4	Remainder of blade	28	42	56	10

Table E.2 – Blade area definition for the example in concept B

Blade area		Typical area dimensions [m]			Current level (10/350 us current component)
Area	Length (m) or % blade length	40 m blade	60 m blade	80 m blade	I [kA]
1	40 %	16	24	32	200
2	60 %	24	36	48	150, 100, 50, 10, as defined for the specific blade.

The magnitude of the subsequent short stroke being intercepted by the different areas scale linearly with the scaling of the first short stroke, whereas the charge associated with the long stroke is kept constant throughout the areas.

The performance of any part of the blade LPS or conductive components partaking in the lightning protection coordination should be verified as described in 8.2.2 – with the specific exposure as defined for the lightning environment.

E.1.3 Area transitions

The lightning environment process is an example of how the lightning exposure can be described for a particular blade and site. In defining the lightning exposure of a special blade, specific attention should be applied to conductive structural elements and/or internal electrical systems if transitioning between areas in the tip region. At transitions between areas, installed sub-components should be designed to withstand the parameters of the higher-level area for a distance of 1 m from the area transition.

E.2 Definition of lightning protection zones for turbines (not blades)

E.2.1 General

In order to design a lightning protection system for a structure, it is convenient to divide it into lightning protection zones (LPZ) where the lightning electromagnetic environment is defined. Table E.3 lists the definitions of lightning protection zones according to IEC 62305-1.

Table E.3 – Definition of lightning protection zones according to IEC 62305-1

Outer zones	
LPZ 0	Zone where the threat is due to the un-attenuated lightning electromagnetic field and where the internal systems may be subjected to full or partial lightning surge current. LPZ 0 is subdivided into:
LPZ 0 _A	Zone where the threat is due to the direct lightning flash and the full lightning electromagnetic field. The internal systems may be subjected to full or partial lightning surge current.
LPZ 0 _B	Zone protected against direct lightning flashes but where the threat is the full lightning electromagnetic field. The internal systems may be subjected to partial lightning surge currents.
Inner zones	
LPZ 1	Zone where the surge current is limited by current sharing and by SPDs at the boundary. Spatial shielding may attenuate the lightning electromagnetic field.
LPZ 2,...n	Zone where the surge current may be further limited by current sharing and by additional SPDs at the boundary. Additional spatial shielding may be used to further attenuate the lightning electromagnetic field.
NOTE 1 In general, the higher the number of an individual zone, the lower the electromagnetic environment parameters.	
NOTE 2 Current limiting by current sharing refers to reduction of the current loading of individual conductors of a lightning protection system due to distribution of the original lightning current between several conductors.	

E.2.2 LPZ 0

The boundary between LPZ 0_A and LPZ 0_B for the nacelle, hub and tower above 80 % of the hub height, as shown in Figure E.2, protection against direct lightning attachment shall be provided as needed, which can be determined by means of the rolling sphere model as shown in Figure E.2 (see also IEC 62305-1 and IEC 62305-3). Electronic equipment on the outside may require protection even below 80 % of the hub height (see IEC 60305-3 for further information). The surfaces of the wind turbine below 80 % of the hub height are LPZ 0_B. Computer models can also be used to quantify the expected magnitude of strikes to the different parts of the turbine. The internal systems of LPZ 0_B may be subjected to partial lightning surge currents.

By means of air terminations (for example lightning rods) placed at the rear edge of the nacelle cover, an LPZ 0_B may be created at the top of the nacelle, whereby meteorological instruments can be protected against direct lightning attachment.

The air-termination system positioning tools (rolling sphere, protective angle, etc.) in IEC 62305-3 do not apply to wind turbine blades. Therefore, the air-termination system design should be verified in accordance with 8.2.3.

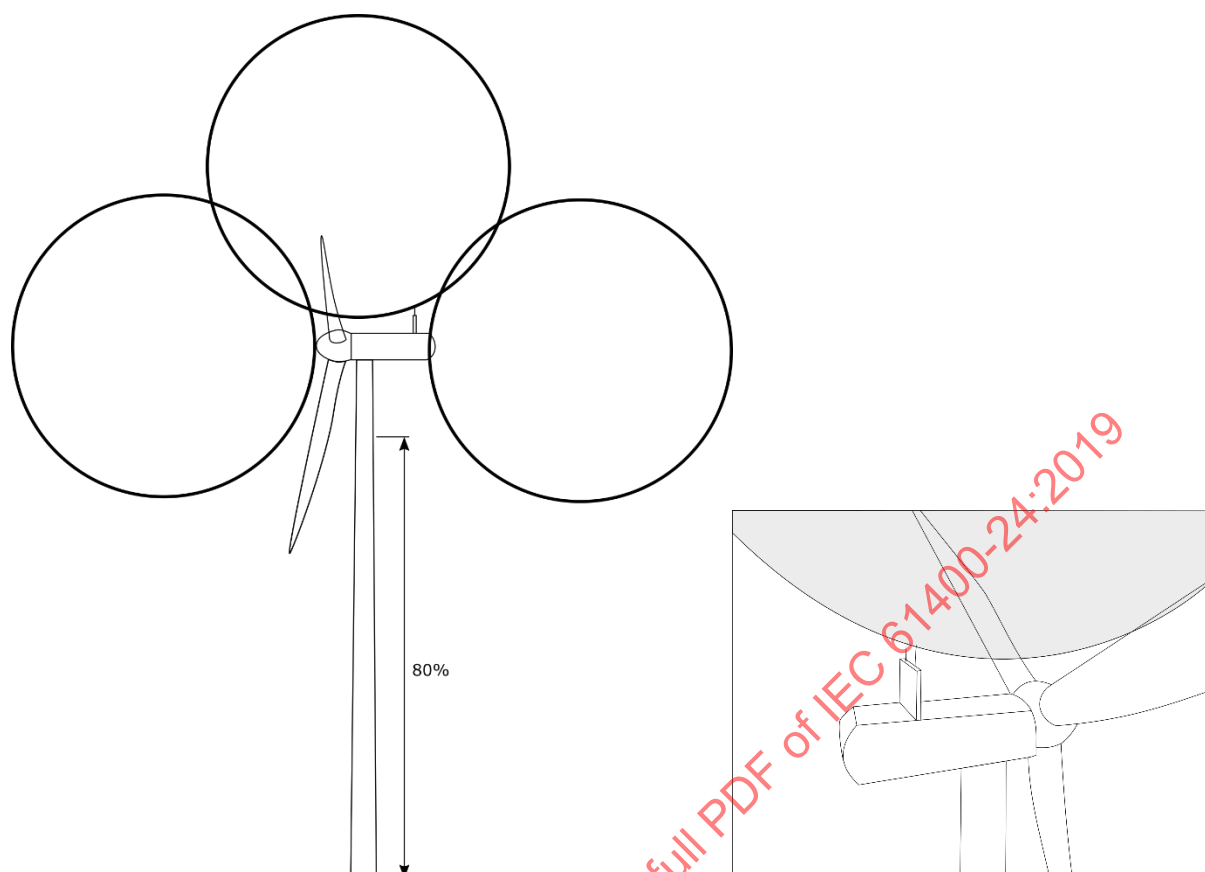


Figure E.2 – Rolling sphere method applied on wind turbine

E.2.3 Other zones

The boundary between LPZ 0_A or LPZ 0_B and LPZ 1 can be made at the tower or at the top cover of the nacelle if there is a metal cover or sufficient metal shielding mesh to protect components inside (a Faraday cage around the nacelle interior is optimum). In the case of GFRP nacelle covers, it is recommended that a metal frame or strapping be integrated into the nacelle cover to define, as a minimum, the area within as zone 0_B to protect nacelle components from direct lightning attachment or leader current without return stroke (see Figure E.3 and Figure E.4). This should be bonded thoroughly to the mechanical drive train bedplate of the nacelle. Ideally, a mesh of metal in a GFRP cover should be integrated into this frame to define the nacelle as LPZ 1. A mesh with large mesh dimension, up to a few metres in mesh size, will protect the nacelle against direct lightning attachment and leader current without return stroke. It will only have small attenuation against magnetic and electrical fields.

A mesh with small mesh size will also protect against direct lightning attachment and leader current without return stroke. Depending on the mesh size and the thickness of the mesh, the mesh can have high attenuation against magnetic and electrical fields. As a rule of thumb, attenuation will be effective at a distance from the mesh equal to the mesh size.

Figures E.6 and E.7 show how the interior of the wind turbine may be divided into protection zones LPZ 1 and LPZ 2. The nacelle (with some mesh in the cover), the tower and the trans-former kiosk are protection zone LPZ 1. The devices inside metal cabinets in LPZ 1 areas are in protection zone LPZ 2 (see Note). For instance, controls inside a cabinet inside a metal tower are in LPZ 2, but in a metal cabinet outside the tower it is LPZ 1 or LPZ 2 (see Note).

If the tower is made of a metal tube and there is good electrical connection between the parts of the tower, the LPZ inside the tower can be defined as LPZ 2. A steel tubular tower is a very effective Faraday cage, provided it is electromagnetically closed at top and bottom.

Very sensitive equipment may be placed within a still more protected zone, LPZ 3, in another level of metal cabinets (see Note). It is the sensitivity of the components in a given zone (i.e. withstand limits) that defines the level to which the lightning influences (such as current, voltage magnetic and electrical field) should be reduced to in that zone. Therefore, no specific values of current, voltage and electromagnetic field in each zone are recommended in the IEC 62305 series.

NOTE For a metal cabinet, the attenuation against magnetic and electrical fields is dependent on the way the metal cabinet is designed. For EMC cabinets, the manufacturer can provide measurements of the attenuation of magnetic and electrical fields.

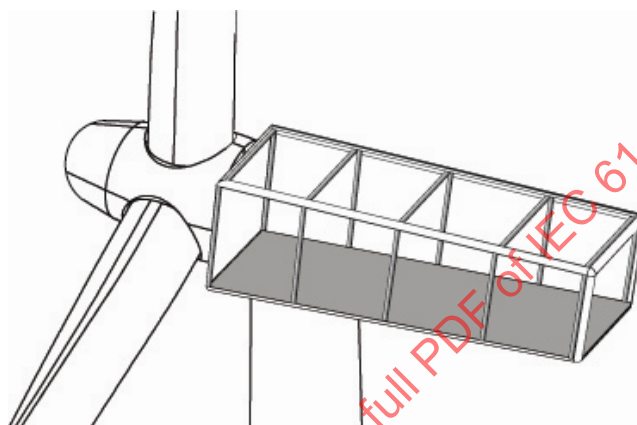


Figure E.3 – Mesh with large mesh dimension for nacelle with GFRP cover

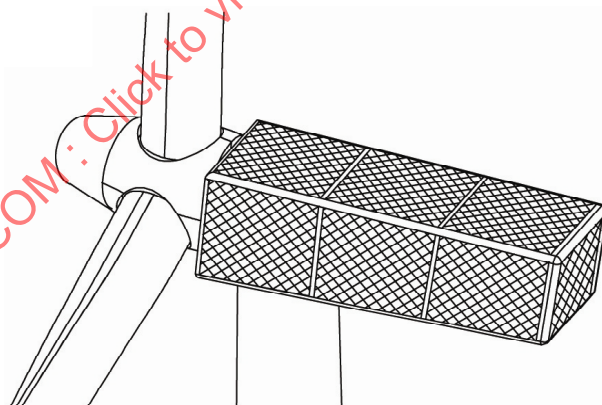


Figure E.4 – Mesh with small mesh dimension for nacelle with GFRP cover

E.2.4 Zone boundaries

At each zone boundary, it should be ensured that cables and wires crossing the boundary do not conduct large parts of the lightning current or voltage transients into the lightning protection zone with the higher number. This is accomplished by means of proper bonding and shielding practices and overvoltage protection of cables and wires at the zone boundary. The goal is to reduce current and voltage to a level tolerable for the equipment placed in the protection zone with the higher number.

The amount of necessary components for protection against overvoltages (SPDs) can be reduced by means of appropriate division into zones, appropriate positioning of cables, use of shielded cables and use of optical fibres for transmission of signals and data.

Successive zones are characterised by significant changes in the LEMP severity. The boundary of an LPZ is defined by the protection measures employed for the attenuation against magnetic and electrical fields.

In some special situation, it can be necessary to go directly from LPZ 0_B to LPZ 2. This places higher demands on the protection components at the zone boundaries that should attenuate the influencing parameters to the necessary level.

Lightning protection zones can be connected via the shields of shielded cables or via shielding cable ducts, whereby for example two control cabinets placed some distance apart can be connected without having to use SPDs on circuit cores (see Figure E.5). Likewise, a cabinet defined as LPZ 2 can be extended with a shielded cable to include an external metal sensor housing also defined as LPZ 2.

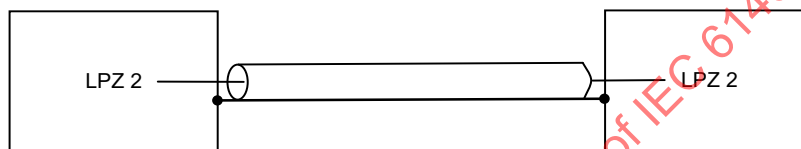


Figure E.5 – Two cabinets both defined as LPZ 2 connected via the shield of a shielded cable

E.2.5 Zone protection requirements

To avoid the occurrence of damage or unacceptable failure, it should be ensured that within a given zone, no components are exposed to parts of the lightning current, voltage differences or electromagnetic and electrical fields above their withstand levels. To fulfil these demands, tests and verifications should be carried out and documented.

Protection may be achieved by using coordinated SPDs, by using shielded cables, by using shielding cable routes, or combinations thereof as needed.

An example of how to document a surge protection measures (SPM) system is shown in Figure E.7.

When applying LPZ on turbines, some special considerations applies as defined in the following cases:

Case 1: Voltage drop along structure

A LPZ inside an enclosure ensuring the same potential of equipment inside does not need overvoltage protection of internal wiring. Equipment not placed within the same enclosure even when in the same LPZ might require surge protection if it is evaluated that the equipment during a lightning exposure does not achieve the same voltage potential. The voltage drop along the connected structure whereon the equipment is placed can be sufficient to cause a voltage difference. For example, with reference to Figure E.6, imagine a power consumer in the front end of the nacelle in LPZ 1. This consumer is connected to a power supply installed in the rear end of the nacelle in LPZ 1. During a lightning strike to the blade, the lightning current will pass through the front part on the nacelle structure, thereby causing a voltage drop along the structure. The consequence is that the power consumer and power supply will be at different potential level even though they are in the same LPZ. This has to be taken into account.

Case 2: Dynamic LPZ environment ranges

As indicated in case 1, an LPZ can be subjected to different voltage potential depending on the current path and the exact location in the LPZ. It is therefore acceptable to specify an LPZ with a surge and electromagnetic range. E.g. surge environment: 5 kA to 10 kA, Electromagnetic environment: 2 kA/m to 10 kA/m.

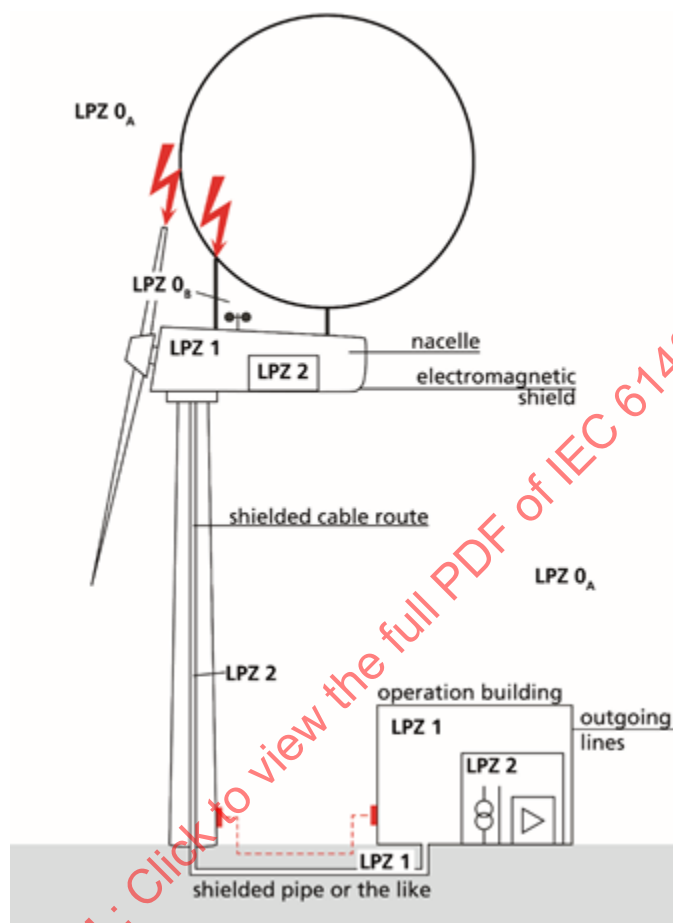


Figure E.6 – Example: division of wind turbine into different lightning protection zones

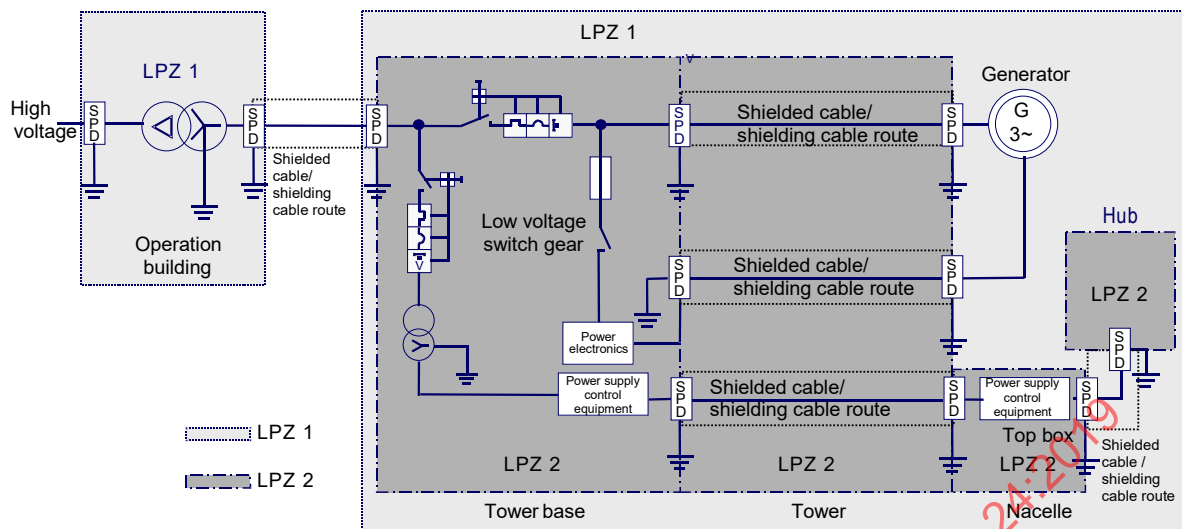


Figure E.7 – Example of how to document a surge protection measures (SPM) system by division of the electrical system into protection zones with indication of where circuits cross LPZ boundaries and showing the long cables running between tower base and nacelle

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Annex F (informative)

Selection and installation of a coordinated SPD protection in wind turbines

F.1 Location of SPDs

IEC 62305-4 includes detailed information about the location of SPDs. It includes information on the limitations of the cable distance where an SPD provides protection owing to the oscillation phenomenon and induction effects.

IEC 61643-12 includes some further examples where additional protection may be necessary, such as where:

- very sensitive equipment is present;
- the distance between SPD located at the entrance to the LPZ and equipment to be protected is too long;
- electromagnetic fields inside the structure are created by internal interference sources.

Subclause D.3.3 of IEC 62305-4:2010 discusses the problem of oscillation phenomena. The oscillation protection distance is the maximum length of the circuit between the SPD and the equipment, for which the SPD protection is still adequate, taking into account the oscillation phenomenon and capacitive load. The oscillation phenomenon may be disregarded if the length of the circuit between the SPD and the equipment is less than 10 m or if the effective protection level is 50 % of the rated impulse withstand voltage level of the downstream equipment.

Subclause D.3.3 of IEC 62305-4:2010 discusses the problem of induction phenomena. The induction protection distance is the maximum length of the circuit between the SPD and the equipment for which the SPD protection is still adequate, taking into account the induction effect. The induction effect can be minimised by using spatial shielding and line shielding – see also Annex G.

Owing to overvoltages, which are caused for example by switching operations or fuse operation in the wind turbine electrical systems or in the electrical power system to which the wind turbine is connected, additional SPDs within an LPZ might be necessary – see also Clause F.7.

F.2 Selection of SPDs

SPDs can in general be selected based on the SPD data sheets and product information.

NOTE IEC-CB test certificate gives an independent proof that SPDs comply with the relevant standards IEC 61643-11 and IEC 61643-21.

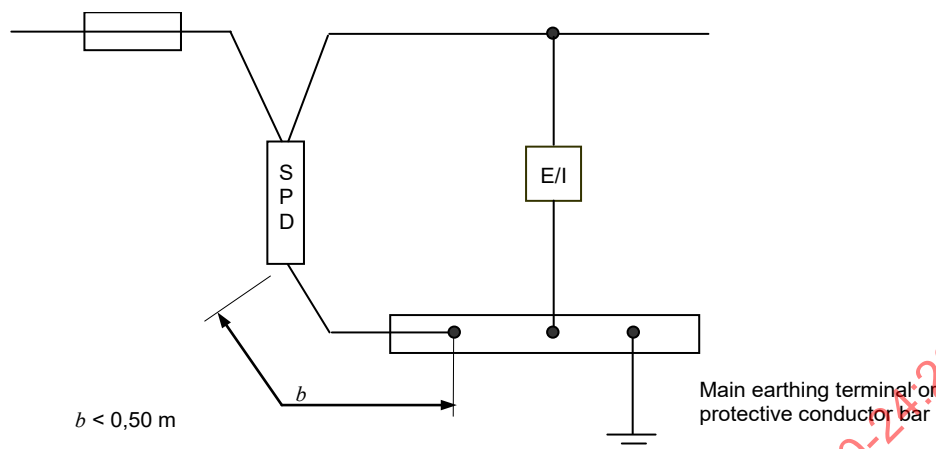
F.3 Installation of SPDs

With increasing length of the connecting leads of SPDs, the effectiveness of protection against overvoltages is reduced. To gain maximum protection, the total connection lead length should be kept as short as possible.

For the installation of SPDs in wind turbines:

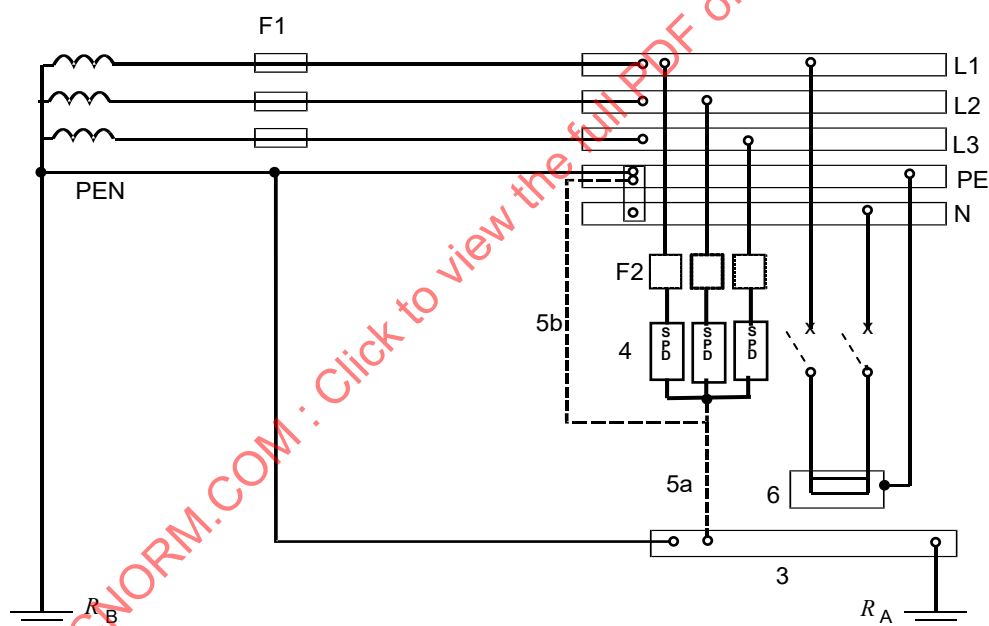
- it is recommended that the total connection lead length does not exceed 0,5 m;

- the so-called point-to-point installation scheme should be in accordance with Figure F.1;
- earthing connections 5a and 5b should be in accordance with Figure F.2.



This figure is adapted from IEC 60364-5-53.

Figure F.1 – Point-to-point installation scheme



This figure is adapted from IEC 60364-5-53.

Figure F.2 – Earthing connection installation scheme

F.4 Environmental stresses of SPDs

IEC 61643-11 specifies:

- operating and storage temperatures of -5 °C to $+40\text{ °C}$ (normal range) and -40 °C to $+70\text{ °C}$ (extended range);
- relative humidity under indoor conditions should be between 30 % and 90 %;
- IEC 61643-11 does not at this time include requirements for vibration.

If the actual environmental stress of the SPDs installed in wind turbines exceeds the values given in IEC 61643-11, appropriate test methods and stress values of the IEC 60068 series should be applied. The manufacturer of the wind turbine should specify requirements for specific points of installation, e.g. nacelle and hub.

F.5 SPD status indication and SPD monitoring in case of an SPD failure

SPDs may be overloaded owing to exceptionally high lightning currents or owing to repetitive stress. Furthermore, critical parts of the electrical and control systems of wind turbines may result in increasing requirements on the availability.

In such applications, defined by the manufacturer of the wind turbine, SPDs may provide a combination of continuity of supply and continuity of protection as described in IEC 60364-5-53.

This may, if needed, be provided for example by:

- a system to monitor the SPDs;
- a signalling and control mechanism within the SPD to give warning against upcoming SPD failures;
- a remote signalling to be included into an overall monitoring and control system of the wind turbine.

F.6 Selection of SPDs with regard to protection level (U_p) and system level immunity

If necessary, the system level immunity can be verified by a system level immunity test. Possible methods of system level immunity testing are described in Annex H.

F.7 Selection of SPDs with regard to overvoltages created within wind turbines

Overvoltages, which are caused by switching operations in the wind turbine electrical systems or in the electrical power system to which the wind turbine is connected, have to be considered when selecting and applying overvoltage protection measures for the wind turbine.

Possible examples of such overvoltages created within wind turbines might be:

- grid short circuits;
- static converters (energy stored in the event of disconnection);
- increased capacitive discharge currents due to power inverter cycling;
- load switching by the low-voltage switchgear.

F.8 Selection of SPDs with regard to discharge current (I_n) and impulse current (I_{imp})

In general, wind turbines are erected on exposed sites of the landscape. Furthermore, due to the increasing height of wind turbines, the probability of lightning attachments increases. A possible way to increase the service lifetime of SPDs in the case of a high number of lightning attachments is to select SPDs with higher discharge current and impulse current parameters than given in IEC 60364-5-53, see Table F.1. Circuits connected to equipment located in protective zone LPZ 0_B might be regarded as particularly exposed circuits, as described in 8.5.5.10. This kind of equipment is classified as externally installed equipment, in accordance with IEC 62305-4:2010, Clause B.12.

A typical example of externally installed equipment in wind turbines is wind measuring systems.

In such cases, it is recommended that SPDs within wind turbines fulfil the requirements of Table F.2.

Table F.1 – Discharge and impulse current levels for TN systems given in IEC 60364-5-53

SPD Class I – I_{imp} (10/350)
12,5 kA for each mode of protection
SPD Class II – I_n (8/20)
5 kA for each mode of protection

Table F.2 – Example of increased discharge and impulse current levels for TN systems

SPD Class I – I_{imp} (10/350)
25 kA for each mode of protection
SPD Class II – I_n (8/20)
15 kA for each mode of protection

When a combined SPD is used for protection purposes in accordance with both SPD Class I and SPD Class II, the ratings of I_n and of I_{imp} should agree with the values in Table F.1 and Table F.2.

When conducted to earth from the wind turbine structure, the lightning current is divided between the earth termination system, the external conductive parts (if any) and the service lines, directly or via SPDs connected to the lines. The level of current diverted via the individual SPDs depends on the number of parallel paths between which the current is shared and the impedances of the individual paths – IEC 62305-1:2010, Annex E provides guidance on how to do the calculation.

Annex G (informative)

Information on bonding and shielding and installation technique

G.1 Additional information on bonding

Due to the transient nature of the lightning current, the peak voltage drop along a conductor can be approximated as

$$V = L \frac{di}{dt} \quad (\text{G.1})$$

where

L is the inductance of the conductor [H/m];

di/dt is the maximum rate of change of lightning current [A/s].

The inductance of a conductor can normally be considered to be in the order of $1\mu\text{H/m}$ and the maximum di/dt can vary from $0,2\text{ kA}/\mu\text{s}$ to $200\text{ kA}/\mu\text{s}$ depending on the lightning stroke and the level of current sharing between individual conductors. The voltage difference along a bonding strap can therefore be up to 200 kV/m .

Consider the system shown in Figure G.1 with two control cabinets located on different metallic planes inside a wind turbine nacelle. A lightning current flows into the upper plane and is transferred to the lower plane via a bond strap. When a lightning current flows through the bond strap, the potential of cabinet 1 is raised with respect to cabinet 2. The possible result of this change in potential could damage components located in cabinet 1 or 2. The situation can be improved by good bonding practice, proper cable installation practice and either SPD protection of the signal wire or by using a shielded signal cable with shield bonded at both ends.

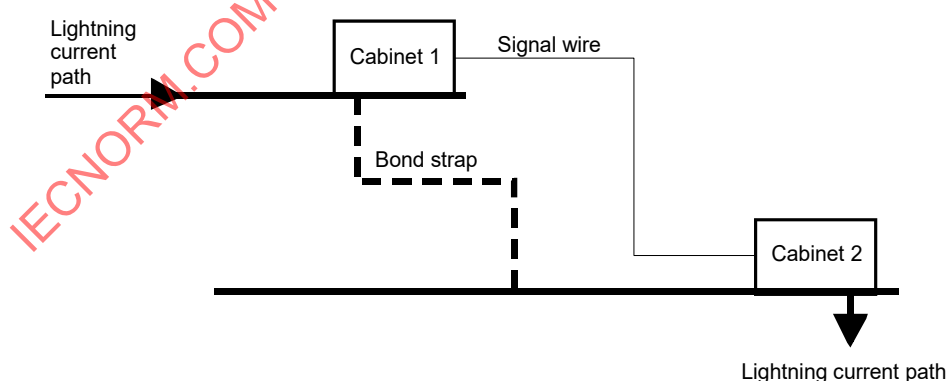


**Figure G.1 – Two control cabinets located on different
metallic planes inside a nacelle**

The use of multiple bond straps and minimisation of the bond strap length will result in the lowest possible voltage difference between the two metal planes.

Bonding within a wind turbine should therefore use multiple conductors that are:

- capable of carrying the predicted fraction of lightning current to pass through the path in question;
- as short and straight as possible.

Wiring can also be protected by routing wires in conduits/raceways or by using shielded cable as discussed in IEC TR 61000-5-2.

G.2 Additional information on shielding and installation technique

When lightning currents flow through a wind turbine, large magnetic fields are produced. If these changing magnetic fields pass through a loop, they will induce voltages within that loop. The magnitude of the voltage is proportional to the rate of change of the magnetic field and the area of the loop in question. The constructor should consider the magnitude of induced voltages and make sure that such voltages do not exceed the withstand level of the cabling and attached equipment.

The diagram below shows a loop of wire running next to a current-carrying conductor. The voltage U will be proportional to the rate of change of the magnetic field (see Figure G.2).

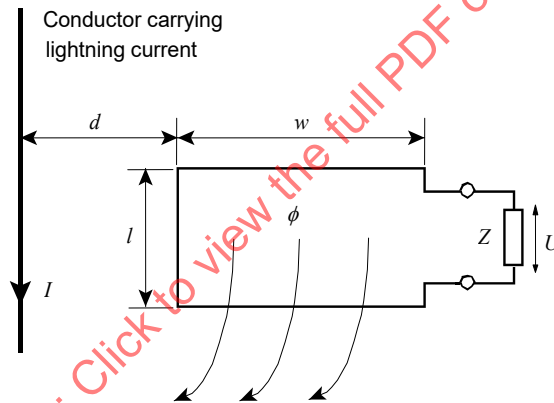


Figure G.2 – Magnetic coupling mechanism

This can be expressed in the following formula:

$$U = - \frac{d\phi}{dt} \quad (G.2)$$

where

ϕ is flux linkage [Wb];

U is the voltage induced in the loop [V].

It can be shown that the total flux passing through the loop is:

$$\phi = \frac{\mu_0 I}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{d+w}{d} \right) \right] \quad (G.3)$$

Therefore, the voltage induced in the loop is:

$$U = \frac{\mu_0 l}{2\pi} \ln\left(\frac{d+w}{d}\right) \cdot \frac{di}{dt} = M \cdot \frac{di}{dt} \quad (\text{G.4})$$

where

μ_0 is the permeability of air and the other dimensions are as given on the diagram;

M is the mutual inductance between the loop and the current-carrying conductor [H/m].

When loops are closed, the current induced in the loop is:

$$I = \frac{\int u dt}{L} \quad (\text{G.5})$$

where

L is the self-inductance of the loop;

u is the open loop voltage.

See IEC 62305-4 for a detailed discussion of induced voltages and currents.

This voltage would be an example of a differential voltage, i.e. one induced between two wires in a system. To prevent voltages being induced into the electrical wiring, it is obvious that the reduction of the peak change of magnetic field passing through a loop and the reduction of loop area will result in lower induced voltages. This can be achieved in a number of ways:

- increased separation between the current-carrying conductor and the electrical circuit: this method of reducing induced voltages would work, but is not normally possible within the confines of a wind turbine. However, if a preferred lightning current path can be established, for example within the nacelle, then it is possible to reconsider the placement of wind turbine wiring;
- use of twisted pair cable: the use of twisted pair cable will, as has been discussed, reduce the induced voltage level. It will do this by effectively reducing the area – through which the magnetic field passes – to zero. Twisted pair systems will therefore reduce differential mode voltages, but common mode voltages may still exist;
- use of shielding: the practice of routing the wiring inside steel pipes or metal conduits is good as these very effectively shield cables from magnetic fields. The use of shielded cables also provides the same effect for the conductors located within the shields. It is important to note though that protection is only possible when both ends of the shield/pipe/conduit are solidly bonded. If this is not the case, in other words if only one end of a conductor shield is bonded, there will be no protection from inductive/magnetic coupling.

Shielding of cables will in most cases give a good protection against LEMP.

Bonding the shield correctly at both ends (i.e. 360° connection to the equipment chassis) ensures correct functionality and provides the best protection.

If the cables are long or the current impulses are high, calculations will show that the induced voltage between the shield and the wire will be high. If the equipment connected to the cable cannot withstand these high voltage impulses, shielding should be combined with SPD. This could be a situation between the tower bottom and the nacelle.

The lightning current will run in the shield of shielded cables. The current will induce voltage between the wires and the shield. The value of this voltage can be calculated according to the transfer impedance.

If the signal in the shielded cables is too sensitive, it can be necessary to protect the wire with an SPD.

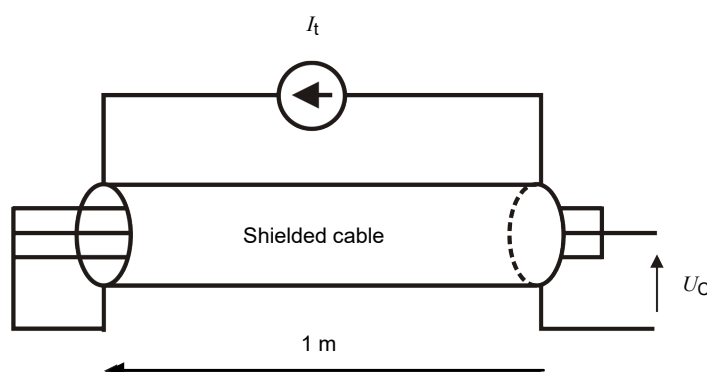


Figure G.3 – Measuring of transfer impedance

Measuring of the transfer impedance can be done in accordance with IEC 62153-4-3 if a current is supplied to the shield, if the cable length is known and if the wire and shield is short-circuited in one of the ends of the cable, the voltage can then be measured in the other end of the cable (see Figure G.3).

With the known test current I_t and voltage U_c , the transfer impedance can be calculated as:

$$Z_T = \frac{U_c}{I_t} \quad (\text{G.6})$$

which can then be used for calculation of the voltage between shield and wire as:

$$U_c = l \cdot I_t \cdot Z_T \quad (\text{G.7})$$

where

U_c is the voltage between shield and wires [V];

l is the length of cable [m];

I_t is the current in the shield [A];

Z_T is the transfer impedance [Ω].

When the cable is installed, the voltage drop will be divided between the matching impedances at two ends of the cable, and thereby affect the terminals of the connected equipment. A rough estimate is that the calculated voltage will be divided by two between the two ends of the cable.

If shielded power cables have low impedance connections between the phase conductors and the shield/ground, the lightning current will be shared between the shield and the phase conductors. Such low impedance connections could be SPDs for protection against overvoltages between phase conductors and shield/ground at the ends of the cable. This situation would for example need to be considered for the power cable connecting the wind turbine to the grid.

IEC 62305-2:2010, Annex D gives guidance on how to assess the failure current for shielded cables (i.e. the level of lightning current flowing in a cable shield that will cause failure due to breakdown of cable insulation).

Annex H (informative)

Testing methods for system level immunity tests

The following testing methods apply for system level immunity tests.

a) SPD discharge current test under service conditions:

- 1) Prior to the system level immunity test:
The equipment to be protected, the immunity of which has to be determined by applying the methods in accordance with IEC 61000-4-5.
The protective effect of the SPDs has to be determined with test procedures in accordance with IEC 61643-11.
- 2) In a common system test, the equipment to be protected is tested here under service conditions, i.e. the device is activated and connected to its nominal supply voltage and stressed with the discharge current parameters as required at the point of installation of the SPDs. The impulse current or the partial lightning current at the point of installation of the SPDs needs to be analysed. In case of shielded cabling the current injected to inner conductors needs to be evaluated in accordance with G.2. If no specific analysis is done, the current parameters of Clause F.8 should be applied for low voltage power systems. Default values for data and signalling circuits can be found in IEC 62305-1. For the relevant test categories, see Table 2 of IEC 61643-22:2015. Where applicable, additional circuits, such as communication lines, sensors, motors should be connected.
- 3) Figure H.1 gives an example circuit of an SPD discharge current test under service conditions including SPDs class II and a pitch control system of a wind turbine. Figures H.2a to H.2e show various examples for the injection of test current in the case of shielded and unshielded lines or cables.

b) Induction test for lightning currents:

- 1) Impulse currents should be injected into a defined metal, mounting plate in order to examine the behaviour of the complete system within an electromagnetic field generated by lightning currents.
- 2) The system under test should be installed as realistically as possible.
This simulated installation should include individual equipment, all installed SPDs and the real length and type of the interconnection lines.
- 3) The resulting induced impulse currents within the cabling of the complete system should be monitored.
- 4) The characteristic and applicable values of the primary lightning currents should be derived from IEC 62305-1:2010, Table C.3.
- 5) Figure H.3 gives an example circuit of an induction test due to lightning currents including SPDs class II for the power supply and SPDs for the control equipment of a pitch control system of a wind turbine.

c) Recommended test classification of system level immunity test (following IEC 61000-4-5):

- 1) Normal performance within limits specified by the manufacturers.
- 2) Temporary loss of function or degradation of performance which ceases after the disturbance ceases and from which the equipment under test recovers its normal performance without operator intervention.
- 3) Temporary loss of function or degradation of performance, the correction of which requires operator intervention.
- 4) Loss of function or degradation of performance which is not recoverable owing to damage to hardware or software or loss of data.

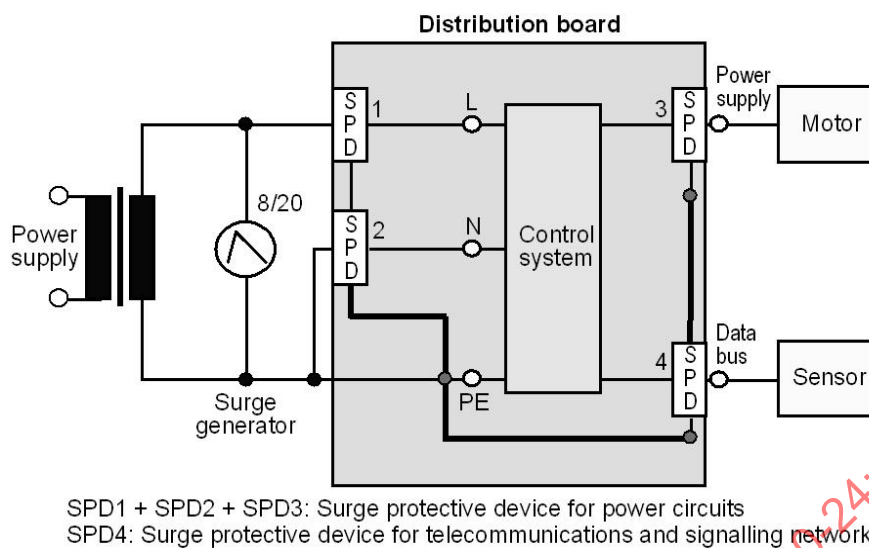
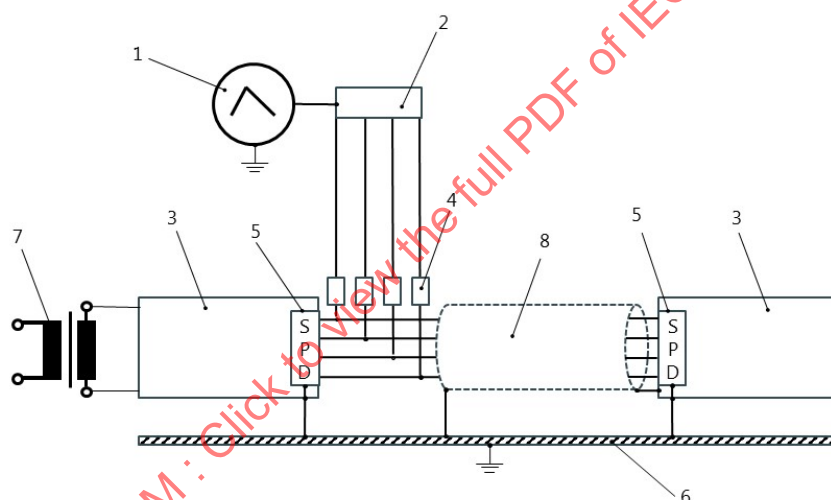


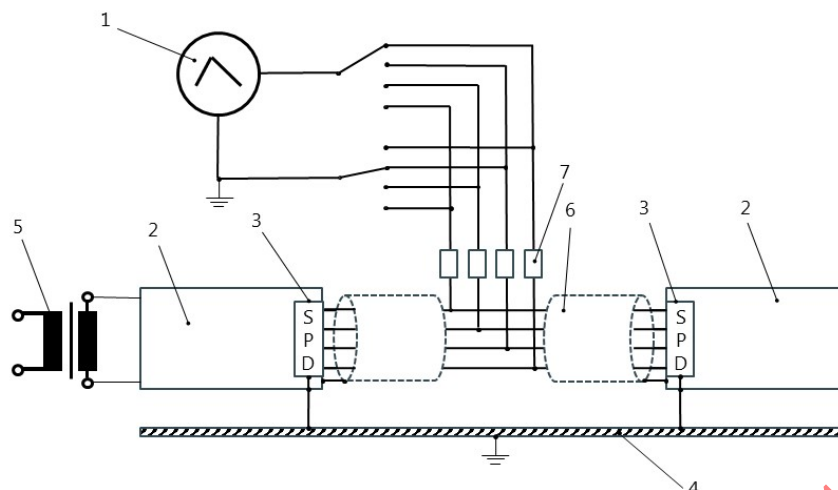
Figure H.1 – Example circuit of a SPD discharge current test under service conditions



Key

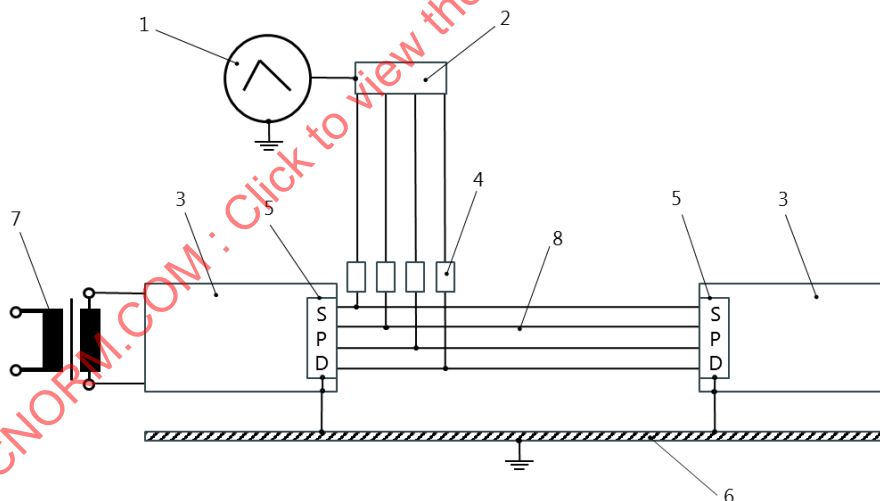
- 1 Impulse current generator
- 2 Balancing unit for equal impulse current distribution of the (see 8.7.1 of IEC 61643-11)
- 3 Equipment to be protected
- 4 Decoupling unit, e.g. spark gap, gas discharge tube
- 5 SPD: Surge Protective Device
- 6 Ground plate
- 7 Power source: for nominal supply voltage
- 8 Shielded cable

a) Typical test set-up for shielded lines/cables and injection of test current in wire bundle

**Key**

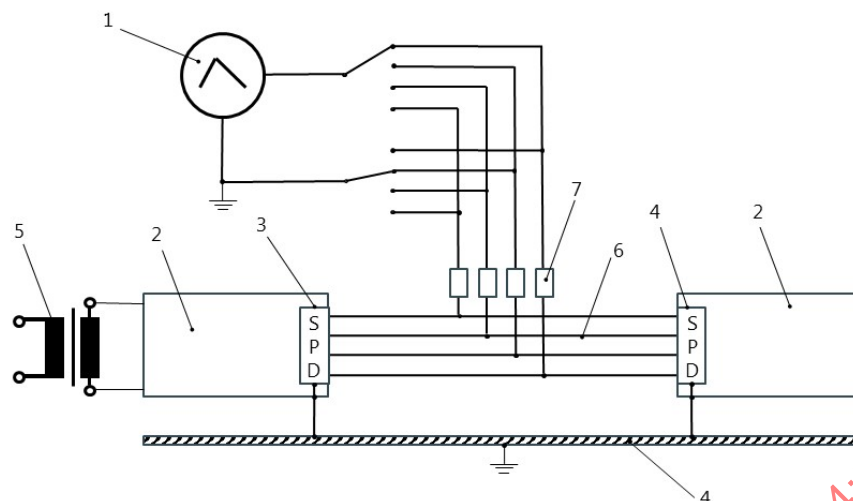
- 1 Impulse current generator
- 2 Equipment to be protected
- 3 SPD: Surge Protective Device
- 4 Ground plate
- 5 Power source: for nominal supply voltage
- 6 Shielded cable
- 7 Decoupling unit, e.g. spark gap, gas discharge tube

b) Typical test set-up for shielded lines/cables and injection of test current in single wire

**Key**

- 1 Impulse current generator
- 2 Balancing unit for equal impulse current distribution of the (see 8.7.1 of IEC 61643-11)
- 3 Equipment to be protected
- 4 Decoupling unit, e.g. spark gap, gas discharge tube
- 5 SPD: Surge Protective Device
- 6 Ground plate
- 7 Power source: for nominal supply voltage
- 8 Unshielded cable

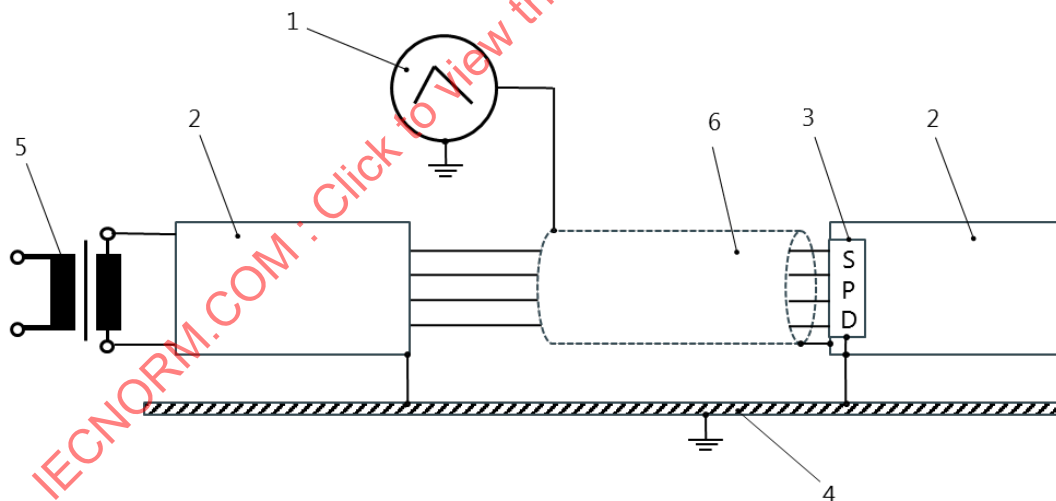
c) Typical test set-up for unshielded lines/cables and injection of test current in wire bundle



Key

- 1 Impulse current generator
- 2 Equipment to be protected
- 3 SPD: Surge Protective Device
- 4 Ground plate
- 5 Power source: for nominal supply voltage
- 6 Unshielded cable
- 7 Decoupling unit, e.g. spark gap, gas discharge tube

d) Typical test set-up for unshielded lines/cables and injection of test current in single wire



Key

- 1 Impulse current generator
- 2 Equipment to be protected
- 3 SPD: Surge Protective Device
- 4 Ground plate
- 5 Power source: for nominal supply voltage
- 6 shielded cable

e) Typical test set-up for shielded lines/cables and injection of test current in shield

Figure H.2 – Typical test set-up for injection of test current

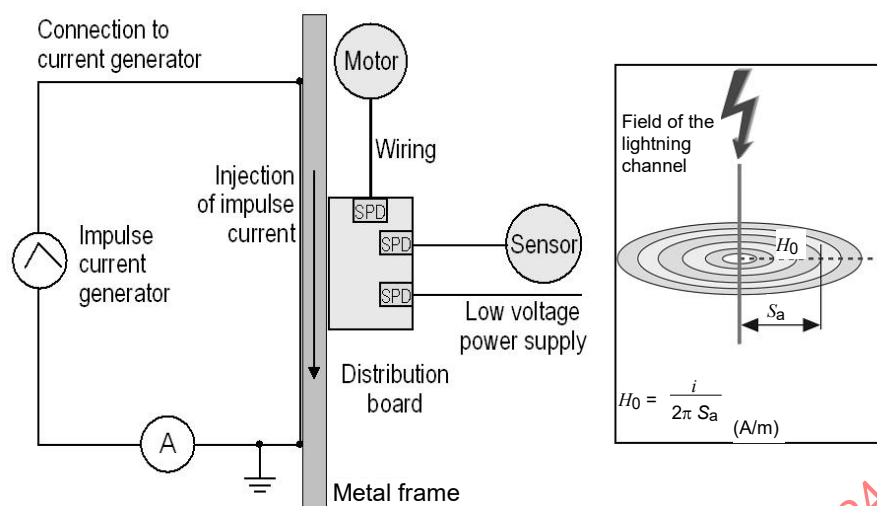


Figure H.3 – Example circuit of an induction test for lightning currents

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Annex I (informative)

Earth termination system

I.1 General

I.1.1 Types of earthing systems

For large wind turbines, there will always be an extensive foundation structure that incorporates large amounts of steel in large dimensions. The steel in the foundation structure should generally be used for earthing purposes as a foundation earthing system, because doing so will result in the lowest possible earthing resistance.

In case the LPS designer chooses to install a separate earthing system with earth electrodes, it is still necessary to ensure proper bonding to the foundation steel, as keeping the lightning current from flowing into the foundation steel will be very difficult, and as potential differences between a separate earthing system and the foundation steel may be hazardous to, for example, the concrete covering steel reinforcement of a foundation.

The LPS designer and the LPS installer should select suitable types of earth electrodes. The LPS designer and the LPS installer should consider protection against dangerous step voltages in the vicinity of the earth termination networks if they are installed in areas accessible to the public.

Deep-driven earth electrodes can be effective in special cases where soil resistivity decreases with depth and where substrata of low resistivity exist at depths greater than those to which rod electrodes are normally driven.

In the case of pre-stressed concrete, consideration should be given to the consequences of the passage of lightning discharge currents, which may produce unacceptable mechanical stresses.

Two basic types of earth electrode arrangements are considered in IEC 62305-3.

Type A arrangement: horizontal or vertical electrodes connected to not less than two down conductors. Type A can be used for minor buildings (for example measurement or office sheds in connection to a wind farm).

NOTE 1 For further information on type A arrangements, see IEC 62305-3:2010, 5.4.2.1 and E.5.4.2.1.

Type B arrangement: one or more external ring conductors or natural earth electrodes built into the structure. This type of arrangement comprises either an external ring earth electrode in contact with the soil for at least 80 % of its total length or a foundation earth electrode.

Type B arrangements should be used for wind turbines.

NOTE 2 For further information on type B arrangements, see IEC 62305-3:2010, 5.4.2.2 and E.5.4.2.2.

I.1.2 Construction

I.1.2.1 Foundation earthing electrodes

A foundation earth electrode comprises conductors that are installed in the foundation of the structure below ground level. They have the advantage that they are adequately protected against corrosion if the concrete is of good homogenous quality and covers the foundation earth electrode by at least 50 mm.

Metals used for earth electrodes should conform to the materials listed in IEC 62305-3, and the behaviour of the metal with respect to corrosion in the soil should always be taken into account. Some guidance is given in IEC 62305-3. When guidance for particular soils is not available, the experience with earth termination systems in neighbouring plants with soil exhibiting similar properties should be ascertained. When the trenches for earth electrodes are refilled, care should be taken that no fly ash, lumps of coal or building rubble is in direct contact with the earth electrode. If the soil resistivity is very high, measures should be taken to reduce the earthing resistance. It is suggested to use electrodes with larger surface area, for example by using meshes of conductors in trenches instead of single electrodes or by using conductive refill material to improve the electrode contact to earth in trenches and drilled holes. Corrosion should be considered when using earth improving material.

Steel embedded in concrete has approximately the same galvanic potential in the electrochemical series as copper in soil. Therefore, when steel in concrete is connected to steel in soil, a driving galvanic voltage of approximately 1 V causes a corroding current to flow through the soil and the wet concrete and dissolve steel in soil.

Copper or stainless steel conductors should therefore be used for earth electrodes in soil where these are connected to steel embedded in concrete.

At the perimeter of a structure, a metal conductor in accordance with IEC 62305-3 should be installed connecting the tower to the metal of the foundation in the shortest possible path.

During installation, it is advantageous to measure the earthing resistance regularly. The driving of electrodes may be interrupted as soon as the earthing resistance stops decreasing. Additional electrodes can then be installed at other positions where the effect on the earthing resistance is better. It is recommended to keep track of the measurements of each electrode in the QA system.

The earth electrode should be sufficiently separated from existing cables, metal pipes, etc. in the earth, and due allowance should be made for the earth electrode departing from its intended position during driving. The separation distance depends on the electrical impulse strength and resistivity of the soil and the current in the electrode.

If there is danger of an increase of resistance near to the surface (e.g. through drying out), it is often necessary to use deep driven earth electrodes of greater length.

Radial earth electrodes should be installed at a depth of 0,5 m or deeper. An increase in burial depth of the electrode ensures that in countries with low temperatures during the winter, the earth electrode is not situated in frozen soil (which has extremely low conductivity). Vertical electrodes are preferred to achieve a seasonally stable earthing resistance. An additional benefit is that deeper earth electrodes result in a reduction of the potential differences at the earth's surface and thus lower step voltages reducing the danger to living beings on the earth's surface.

I.1.2.2 Type B – ring earth electrodes

In order to reduce the conventional earthing resistance, the type B earthing arrangement may be improved, if necessary, by adding vertical earth electrodes or radial earth electrodes. Figure I.1 gives the requirements regarding the minimum length of earth electrodes.

The clearance and depth for a type B earth electrode are optimal in normal soil conditions for the protection of persons in the vicinity of the wind turbines. In countries with low winter temperatures, the appropriate depth of earth electrodes should be considered.

Where large numbers of people frequently assemble in an area adjacent to the wind turbine to be protected, extended potential control for such areas should be provided. More ring earth electrodes should be installed at reasonable distances from the first and subsequent ring

conductors. These ring earth electrodes should be connected to the first ring conductor by means of radial conductors.

I.1.2.3 Earth electrodes in rocky soil

During construction, a foundation earth electrode should be built into the concrete foundation.

Even in rocky soil where a foundation earth electrode has a reduced earthing effect, it still acts as an equipotential plane coupling lightning current to ground.

Radial earth electrodes lying on or near the earth surface may have to be covered by stone, gravel or embedded in concrete for mechanical protection.

When the wind turbine is situated close to a road, a ring earth electrode should, if possible, be laid beneath the road. However, where this is not possible over the whole length of the exposed road segment, such equipotential control should be provided at least in the vicinity of the earth electrodes.

For potential control in certain special cases, a decision should be made whether to install an additional partial ring in the vicinity of the wind turbine entrance, or to artificially increase the resistivity of the surface layer of the soil (e.g. by adding a layer of gravel).

I.2 Electrode shape dimensions

I.2.1 Type of arrangement

A type A arrangement comprises horizontal or vertical earth electrodes installed outside the structure to be protected and connected to each down conductor. The total number of earth electrodes should be not less than two.

The minimum length of each electrode at the base of each down conductor is:

- l_1 for horizontal electrodes, or
- $0,5 l_1$ for vertical (or inclined) electrodes.

where l_1 is the minimum length of horizontal electrodes shown in Figure I.1.

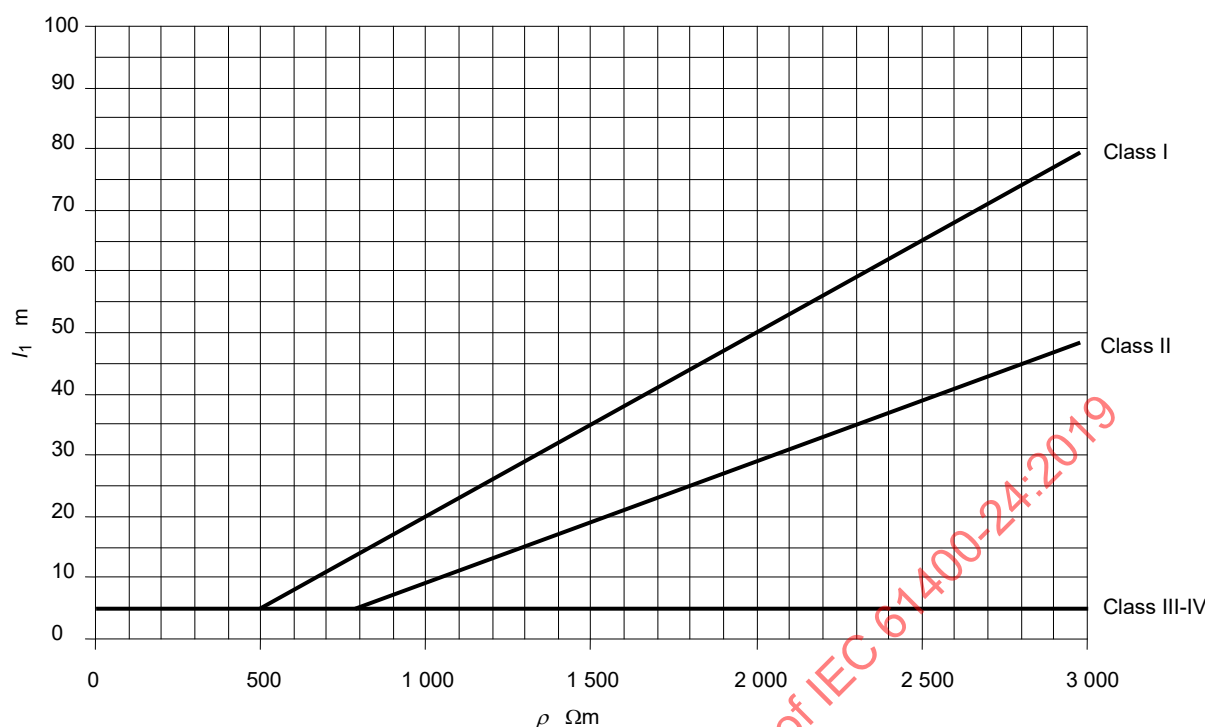
The minimum length (l_1) of earth electrode depends on the lightning protection level (I-IV) and on the soil resistivity.

For combined (vertical or horizontal) electrodes, the total electrode length should be considered.

The stated minimum length l_1 can be disregarded if the earthing resistance of the earthing system is less than 10Ω measured at a frequency different from power frequency (50 Hz to 60 Hz) and low order harmonics of this.

For a type A arrangement in soil with resistivity less than $500 \Omega\text{m}$, the minimum length is 5 m for two horizontal electrodes or 2,5 m for two vertical electrodes.

For soil resistivities higher than $500 \Omega\text{m}$, the minimum length (l_1) increases linearly up to 80 m at a soil resistivity of $3\,000 \Omega\text{m}$.



This figure is adapted from IEC 62305-3.

Figure I.1 – Minimum length (l_1) of each earth electrode according to the class of LPS

Owing to the high-frequency components of the lightning current, a length of more than 80 m, independent of the soil resistivity, does not decrease the total impedance further.

A type B arrangement comprises either a ring conductor external to the structure to be protected, in contact with the soil for at least 80 % of its total length, or a foundation earth electrode. Such earth electrodes may also be meshed.

For the ring earth electrode (or foundation earth electrode), the mean radius (r_e) of the area enclosed by the ring earth electrode (or foundation earth electrode) should be not less than the value l_1 :

$$r_e \geq l_1 \quad (I.1)$$

where l_1 is represented in Figure I.1 according to LPS levels I, II, III and IV.

When the required value of l_1 is larger than the convenient value of r_e , additional horizontal or vertical (or inclined) electrodes should be added with individual lengths l_r (horizontal) and l_v (vertical) given by the following equations:

$$l_r = l_1 - r_e \quad (I.2)$$

$$l_v = (l_1 - r_e) / 2 \quad (I.3)$$

The number of electrodes should be not less than two.

The additional electrodes should be connected as equidistantly as possible.

Information about the soil resistivity, prospective earth fault current and clearance time is of utmost importance for planning the correct design and installation of the earthing system.

The soil resistivity will differ very much depending on the character of the soil.

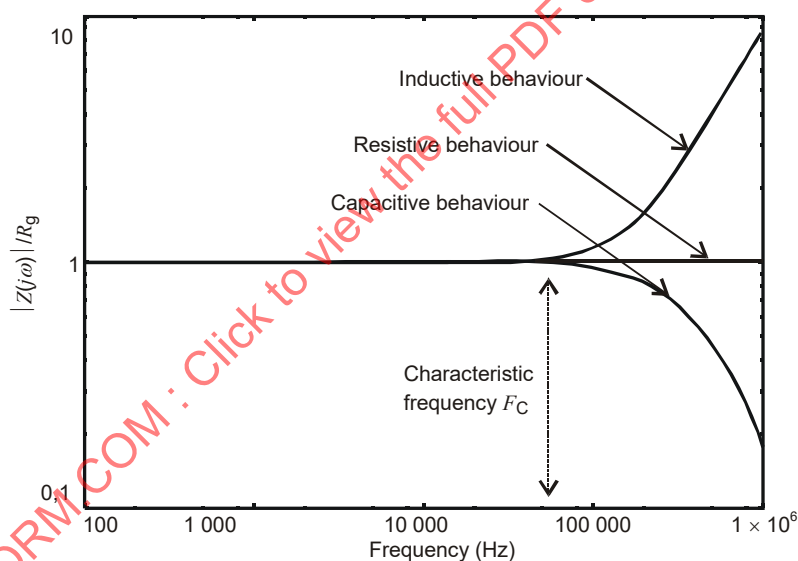
Examples:

For LPL I and $\rho = 1\,500\ \Omega\text{m}$, Figure I.1 gives a minimum earth electrode length $l_1 = 35\text{ m}$.

In the case of a ring earth electrode with radius $r_e = 10\text{ m}$, two horizontal electrodes with individual length $l_r = 35\text{ m} - 10\text{ m} = 25\text{ m}$ or two vertical electrodes $l_v = (35\text{ m} - 10\text{ m}) / 2 = 12,5\text{ m}$ should be added.

I.2.2 Frequency dependence on earthing impedance

As earthing system measurements are usually made with low frequency, the result is obtained as a resistance, but the earthing system designer should realise that, owing to the high frequency of the lightning (up to 1 MHz), the electrode impedance impulse response may be higher or lower than the value measured at a low frequency. The electrode behaviour (capacitive, inductive or resistive) depends on the electrode shape, soil resistivity and the point where lightning current is injected.



This figure is adapted from Cigré WG C.4.4.02 July 2005 [7].

Figure I.2 – Frequency dependence on the impedance to earth

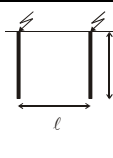
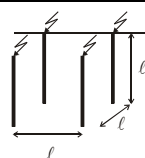
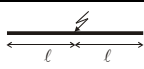
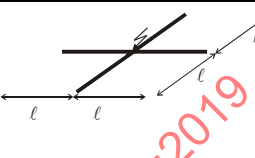
Figure I.2 shows typical dependence on the impedance to earth, the ratio of the impedance modulus ($Z(j\omega)$) and the low frequency resistance to earth (R_g). There are two frequency ranges: low frequency (LF) range up to about 50 kHz, where the impedance is nearly constant and equal to the resistance, and high frequency (HF) range above 50 kHz, where the impedance is changing with the frequency and may be higher or lower than the measured resistance value. The dynamic behaviour of earthing electrodes subjected to lightning current impulses is an important issue (i.e. the ratio between maximum values of voltage and current injected).

Resistive and capacitive behaviour are advantageous since the HF is equal to or smaller than LF resistance to earth. Usually, capacitive behaviour is typical for earthing systems with meshed electrodes branching out to cover an area whereas earthing systems with few long electrodes have mostly inductive behaviour. The use of multiple earthing arrangements

improves the impulse efficiency as indicated in Table I.1. However, in practice, it is not always possible to use small electrodes for fulfilling requirements in standards of low values of resistance.

Horizontal rods are slightly less effective at power frequency in comparison to vertical rods, but have better impulse efficiency.

Table I.1 – Impulse efficiency of several ground rod arrangements relative to a 12 m vertical ground rod (100 %)

Ground rod arrangement						
Percentage	100	95	85	85	80	70
This table is adapted from Cigré WG C.4.4.02 July 2005 [7].						

I.3 Earthing resistance expressions for different electrode configurations

It is standard practice for most earthing system designs to be produced using some form of computer software since these are capable of accurately analysing the interaction between multiple elements usually used in such systems. Some of these systems are capable of analysing the response of the earthing system to transient currents, such as those that result from lightning. Such tools will usually give the most accurate results. In the case such tools are not available, the formulae for simple earthing electrode configurations and combinations listed in the following Table I.2 to Table I.6 may be used.

Table I.2 – Symbols used in Tables I.3 to I.6

ρ [Ωm]	is soil resistivity	a_{12} [m]	is the distance between rods
n	is the number of radial wires	d [m]	is the buried depth
L [m]	is the length of every radial wire	R [Ω]	is the electrode resistance
a [m]	is the radius of radial wire	D [m]	is the diameter of ring electrode
s [m]	is the spacing between rods	e	2,718
		π	3,141 6

Table I.3 – Formulae for different earthing electrode configurations

Buried straight horizontal electrode $R = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{\sqrt{2ad}} - 1 \right) \quad (1.4)$ when $d \ll L$	Two rod electrodes of equal length separated by the distance a_{12} $R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 + \frac{L}{a_{12}} \right) \quad (1.8)$ when $a_{12} \gg L$
n buried electrodes radiating symmetrically from a common point $R = \frac{\rho}{n\pi L} \left(\ln \frac{2L}{\sqrt{2ad}} - 1 + \sum_{m=1}^{n-1} \ln \frac{1 + \sin\left(\frac{\pi m}{n}\right)}{\sin\left(\frac{\pi m}{n}\right)} \right) \quad (1.5)$ NOTE In the above formula, it is assumed that the angle between any two adjacent electrodes is the same, so in the case $n = 2$, the electrodes extend in opposite directions from a common point. All the conductors carry the same current.	n grounds rods of equal length arranged at equal space on a circle of diameter D smaller than the length of the rods $R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{\sqrt[n]{na\left(\frac{D}{2}\right)^{n-1}}} - 1 \right) \quad (1.9)$ when $D \ll L$ NOTE The n ground rods are connected through an isolated cable.
Vertical rod electrode $R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) \quad (1.6)$ when $L \gg a$	n equal grounds rods arranged at equal space on a circle of diameter D with spacing between adjacent rods equal to or greater than the length of a rod $R = \frac{\rho}{2n\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 + \frac{L}{D} \sum_{m=1}^{n-1} \frac{1}{\sin\left(\frac{\pi m}{n}\right)} \right) \quad (1.10)$
Two rod electrodes of equal length separated by the distance a_{12} $R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{\sqrt{aa_{12}}} - 1 \right) \quad (1.7)$ when $a_{12} \ll L$	Buried ring electrode $R = \frac{\rho}{\pi^2 D} \ln \frac{4D}{\sqrt{2ad}} \quad (1.11)$

Table I.4 – Formulae for buried ring electrode combined with vertical rods

Bare buried ring electrode	$R_1 = \frac{\rho}{\pi^2 D} \ln \frac{4D}{\sqrt{2ad}} \quad (1.12)$
n ground rods of equal length arranged on a circle of diameter D with spacing between adjacent rods equal to or greater than the length of a rod	$R_2 = \frac{\rho}{2n\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 + \frac{L}{D} \sum_{m=1}^{n-1} \frac{1}{\sin\left(\frac{\pi m}{n}\right)} \right) \quad (1.13)$
Mutual earthing resistance between the ring electrode and the n of ground rods arranged on a circle of diameter D	$R_3 = \frac{\rho}{\pi^2 D} \ln \frac{4D}{\sqrt{2\frac{L}{e}d}} \quad (1.14)$
Combined resistance	$R = \frac{R_1 R_2 - R_3^2}{R_1 + R_2 - 2R_3} \quad (1.15)$

Table I.5 – Formulae for buried ring electrode combined with radial electrodes

Bare buried ring electrode	$R_1 = \frac{\rho}{\pi^2 D} \ln \frac{4D}{\sqrt{2ad}} \quad (1.16)$
n buried radial electrodes radiating horizontally and symmetrically from a common point	$R_2 = \frac{\rho}{n \pi L} \left(\ln \frac{2L}{\sqrt{2ad}} - 1 + \sum_{m=1}^{n-1} \ln \frac{1 + \sin\left(\frac{\pi m}{n}\right)}{\sin\left(\frac{\pi m}{n}\right)} \right) \quad (1.17)$
Mutual earthing resistance between the ring electrode and the n buried radial electrodes radiating symmetrically from a common point	$R_3 = \frac{\rho}{\pi^2 D} \ln \frac{4D}{\sqrt{2 \frac{L}{e} d}} \quad (1.18)$
Combined resistance	$R = \frac{R_1 R_2 - R_3^2}{R_1 + R_2 - 2R_3} \quad (1.19)$

Table I.6 – Formulae for buried straight horizontal electrode combined with vertical rods

Bare buried straight horizontal electrode	$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left(\ln \frac{2L_c}{\sqrt{2ad}} - 1 \right) \quad (1.20)$ when $d \ll L_c$
Vertical rod electrode	$R_r = \frac{\rho}{2\pi L_p} \left(\ln \frac{4L_p}{a} - 1 \right) \quad (1.21)$ when $L_p \gg a$
n vertical rod electrodes connected with an isolated cable	$R_2 = \frac{R_r}{n} + \frac{\rho}{n \pi s} \sum_{m=2}^n \frac{1}{m} \quad (1.22)$
Mutual earthing resistance between the straight horizontal electrode and the n vertical rods	$R_3 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left(\ln \frac{2L_c}{\sqrt{2 \frac{L_p}{e} d}} - 1 \right) \quad (1.23)$
Combined resistance	$R = \frac{R_1 R_2 - R_3^2}{R_1 + R_2 - 2R_3} \quad (1.24)$

Annex J (informative)

Example of defined measuring points

An example of the definition of measuring points is given in Figure J.1.

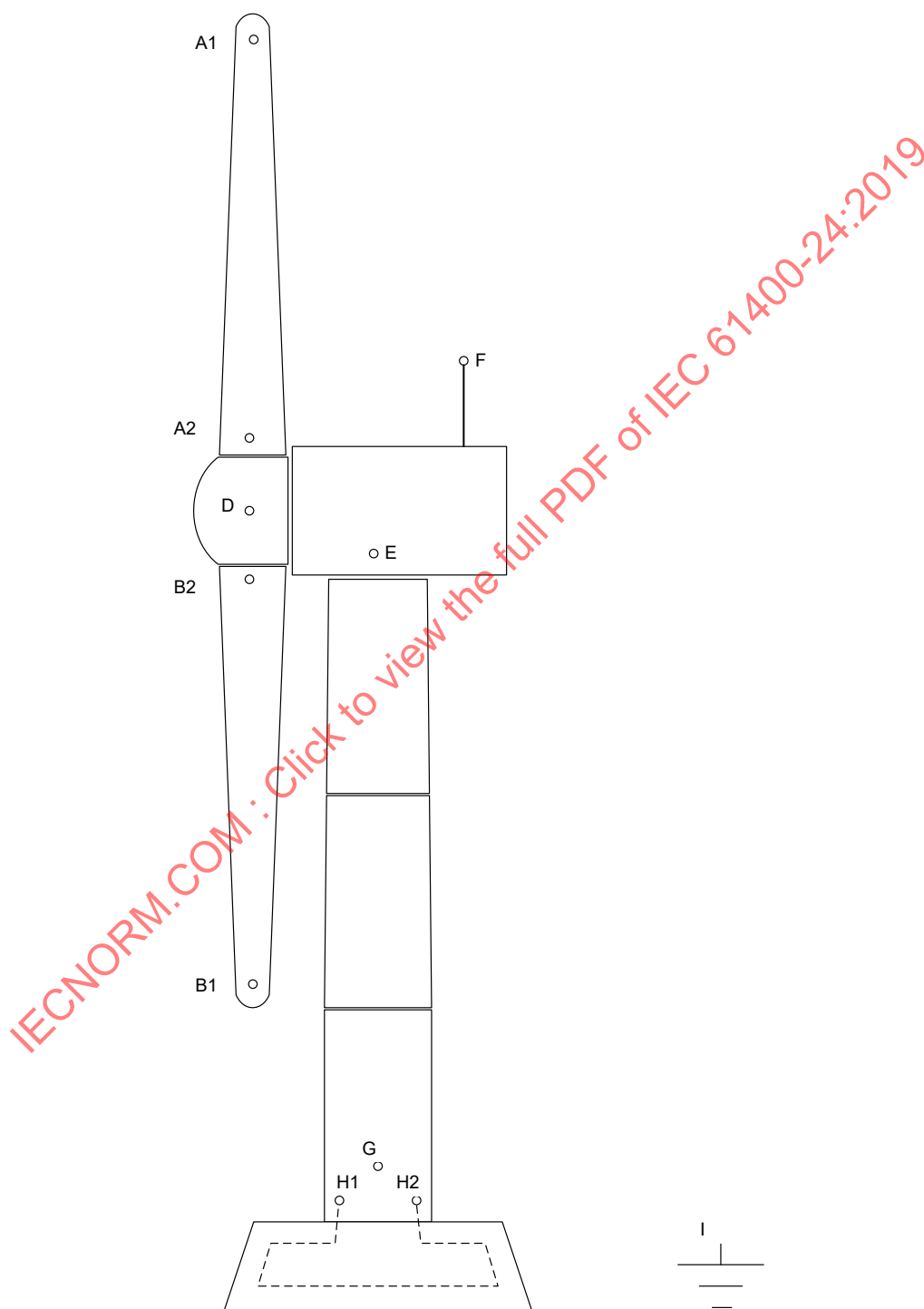


Figure J.1 – Example of measuring points

Following this example, the following measurements can be performed (see Table J.1):

Table J.1 – Measuring points and resistances to be recorded

Measuring point	Description	Measuring point	Description	Resistance Ω
A1	Air termination point in tip of blade A	A2	Down conductor in root of blade A	
B1	Air termination point in tip of blade B	B2	Down conductor in root of blade B	
A2	Down conductor in root of blade A	D	Rotor hub chassis	
B2	Down conductor in root of blade B	D	Rotor hub chassis	
D	Rotor hub chassis	E	Nacelle chassis – or earthing bar	
F	Air termination protecting wind instruments	E	Nacelle chassis – or earthing bar	
E	Nacelle chassis – or earthing bar	G	Earthing bar in bottom of tower	
H1	Earth connection 1 to foundation electrode	H2	Earth connection 2 to foundation electrode	
G	Earthing bar in bottom of tower	I	Remote earth	

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Annex K (informative)

Classification of lightning damage based on risk management

K.1 General

Lightning protection of wind turbine including design by manufactures and maintenance by operators should be done from the viewpoint of risk management. It is not reasonable to take a single countermeasure to protect all kind of lightning damage because the levels and aspects of lightning damages range from catastrophic to minor. It is important to understand damage aspects, possible causes and corresponding countermeasures to satisfy both safety and economic requirements.

A wind turbine is made of a large number of components but, for several reasons, the blades are the most critical components with regards to lightning damage:

- the blades are installed at the highest point of the turbine;
- the blades are made of relatively fragile material such as glued and fibre-reinforced plastics;
- blades are some of the most expensive single components in a wind turbine and may be one of the most expensive components to replace; and
- in the case of lightning strikes to the blades, there may be public safety issues with regards to falling debris.

Therefore, considering blade damages is very important for risk management of wind turbines.

In contrast, other components inside a nacelle or tower may be of less concern in relation to public safety, unless mechanical control is lost due to lightning. Countermeasures to protect these components can be treated in a cost-benefit scheme.

K.2 Lightning damage in blade

K.2.1 Classification of blade damage due to lightning

The damage should be categorised into four levels, numbering from the lowest to highest, according to damage and wearing aspects. The highest level of the blade damage is (IV), catastrophic incident, that may cause human injury and/or death, while level (III), serious incident, that requires immediate repair in order to prevent the damage from worsening to level (IV). Level (II) is categorized as a moderate event, that requires repair as soon as possible and the lowest level is level (I), minor event, that does not need repair before the next scheduled maintenance.

Table K.1 shows a classification of damage to wind turbine blades due to lightning with detail aspects of blade damages. In this table the detail aspects of damages is described as follows:

- rupturing – a sudden or immediate separation of a blade into two or more parts, like exfoliation of bond weld between two blade shells and/or large cracks in blade shells,
- falling – a drop of any components of blade onto ground including a whole blade, a part of blade shell, the blade tip, air terminations and so on,
- burnout – loss of the whole or part of the blade due to fire caused by lightning,
- air brake control wire melting – melting and breaking of a control wire for a tip air brake (see C.1.1) owing to large joule energy of lightning current passing through it.

- down conductor melting – melting and breaking of a down conductor owing to large joule energy of lightning current passing through it,
- sparking between broken wire end – electric discharge owing to lightning between a gap of broken wires,
- cracking – a crack along a bond weld that glue two blade shells together, where the partial bonding remaining keeping the parts together,
- tearing – a part of a blade shell is torn but remains together with the healthy part.
- surface stripping – a small break of fibres on the surface of blade,
- loss of a small part of air terminal (e.g. of a receptor) – a break of part of an air terminal in pieces. If the broken part is substantial and falls onto ground, the event should be categorized as category (IV-d) depending upon the circumstances around the turbine,
- melting – erosion of air terminal due to melting after being attached by lightning with large energy,
- scorching – a change of colour into back of the blade surface.

Table K.1 – Classification of blade damage due to lightning

(IV) Catastrophic incident causing possible injury and/or death	
	(IV-a) Blade rupturing and falling
	(IV-b) Blade burnout and falling
	(IV-c) Melting and/or breaking of control wire
	(IV-d) Falling of air terminal or other blade component ^a
(III) Serious incident requiring immediate repair	
	(III-a) Cracking along bond weld
	(III-b) Tearing at blade edge
	(III-c) Melting and/or breaking of down conductor
(II) Moderate event requiring repair as soon as possible	
	(II-a) Surface stripping
	(II-b) Loss of a small part of air terminal
(I) Minor event not requiring immediate repair	
	(I-a) Air terminal melting
	(I-b) Surface scorching
	(I-c) Other minor damages
^a This event can be considered as (II-b) in case neither residents nor passers-by are likely to be around the wind turbine.	

In the case of offshore turbines and turbines installed in uninhabited areas, the category (IV-d) "Falling or air terminal or other blade component" can be demoted to (II-b) because it may not create a public safety risk. Otherwise, it should be categorized into the highest damage level (IV), catastrophic incident, even if the dropped component is small.

K.2.2 Possible cause of blade damage due to lightning

Possible causes of damages to wind turbine blades due to lightning have been clarified by investigations on past turbine incidents. Most of the incidents classified as (IV), catastrophic incident, have occurred on poor blades such as in case of:

- old blade designs that have tip air brake control wires,
- poor blade designs, such as those with insufficient mechanical bonding of air terminals/receptors to the main body of the blade,

- blades of poor manufacturing quality, such as with imperfect glue bonding between blade shells,
- poorly maintained blades, such as oversight, neglect or underestimation of past damages.

The cause of blade rupturing and cracking is normally considered to be an overpressure damage owing to the hot lightning arc expanding as a shockwave inside blade cavities or within the blade laminate structures.

K.2.3 Countermeasures against blade damage due to lightning

Corresponding to the possible causes of blade damages, appropriate counter measures are needed. To avoid the level (IV) incidents, that may affect public safety, all involved parties should pay attention to imperfect conditions; for the blade manufacturer, imperfect design and/or installation should be improved and tested in accordance with this document; wind turbine manufacturers should define adequate inspection and maintenance procedures and techniques, for the wind power plant operators to implement.

Figure K.1 shows the recommended countermeasures according to the classification of blade damage due to lightning. Scheme A in this figure denotes the above-mentioned appropriate countermeasures to avoid the level (IV) incidents. Even after implementation of the appropriate countermeasures, incidents cannot be avoided completely, but can be limited to a defined tolerable level. Elimination of all levels of incidents/events should not be aimed at because the effort may not be reasonable and would not be proper risk management.

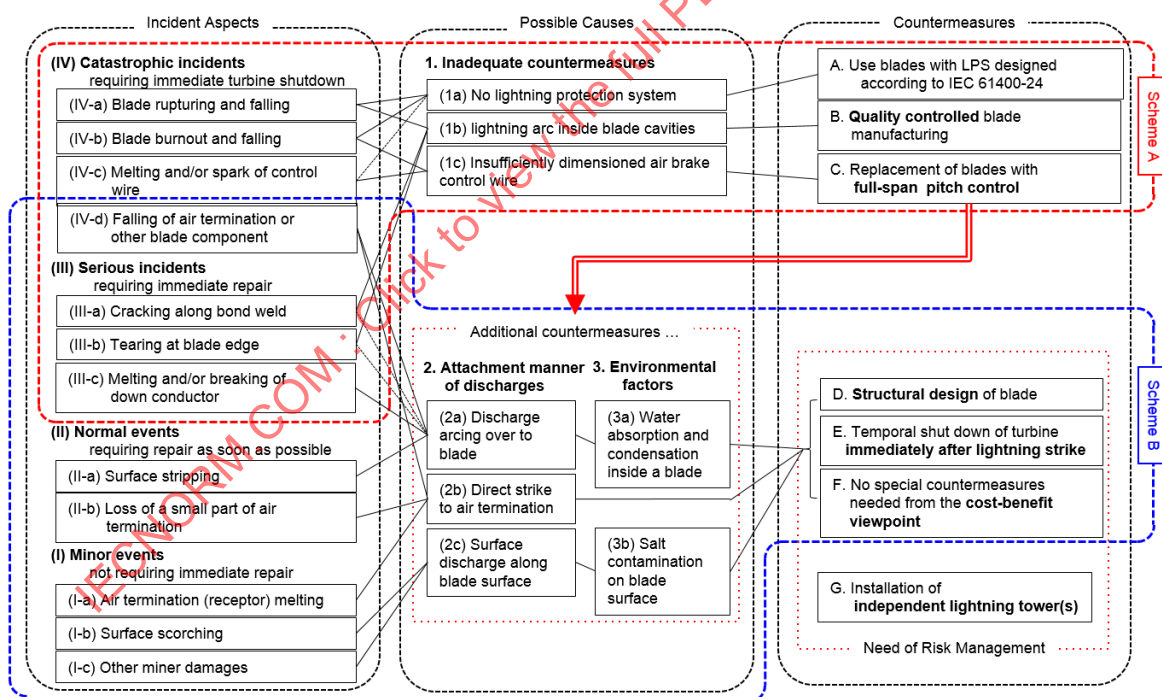


Figure K.1 – Recommended countermeasures schemes according to the incident classification

Temporal shut down of a damaged turbine as shown in Figure K.1 can be the most realistic countermeasure to reduce the total risk of lightning damage. Immediate inspection by skilled service team, or automatic and remote inspection if possible, is recommended before restarting the wind turbine.

Table K.2 also shows a matrix of risks and corresponding countermeasures against blade damage due to lightning, taking risk management into account. This table does not only show risks of damage of blades but also describes the risks of lost profit caused by the stop of

turbine operation. Note that the length of stoppage does not always depend upon the level of damage, but also depends on maintenance scheme issues such as:

- availability of service personnel who are specialists in wind turbine maintenance,
- availability of spare parts,
- availability of relevant vehicles, lifts, cranes, jack-up vessels etc. as needed to repair or replace damaged parts.

Service and maintenance agreements with suppliers and/or maintenance service providers.

Table K.2 – Matrix of blade damages due to lightning, taking account of risk management

Level		(IV) Catastrophic incident				(III) Serious incident			(II) Moderate event		(I) Minor event		
Damage aspect		(a)	(b)	(c)	(d)	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(a)	(b)	(c)
		Blade rupturing and falling parts	Blade burnout and falling parts	Melting and/or breaking of air brake control wire	Falling of air termination or other blade component	Cracking along bond weld	Tearing at blade edge	Melting and/or breaking of down conductor	Surface stripping	Loss of a small part of an air termination	Air termination melting	Surface scorching	Other minor damages
Risk management (qualitative suggestion)	Possibility of human injury	high				medium			almost none		none		
	Social impact	very high				low			almost none		none		
	Need of blade replacement	yes			none	sometimes yes			almost none		none		
	Assumed repairing method	special crane for blade replacement			crane	gondola or crane			high-place work vehicle		service lift, scaffold or rope work		
	Party responsible for repair	depends on insurance / service / contract / age of blade							qualified service & maintenance provider		qualified service & maintenance provider		
	Estimated repairing cost	very high			low to high	high			medium		low		
	Time to repair	several months			several days	several weeks			several days		almost no (repaired at periodic maintenance)		
	Lost profits	very high			low to high	high			low		almost none		
	Probability	very low (depends on the area)			low	relatively low			relatively high		high		
	Counter-measure cost	very high			medium	medium to high			low to medium		none to medium		

K.3 Lightning damage to other components

K.3.1 Classification of damage in other components due to lightning

The damage classification of wind turbine components excluding blades can also be categorised in the same manner as the blades. Table K.3 shows the damages classified into four levels with examples of damage aspects.

K.3.2 Countermeasures against lightning damage to other components

Countermeasure against lightning damage to other components can also be done in the same way as that for blades. However, it should be noted that the level (I), minor event, for other components does not always mean that the event does not require immediate repair like in the classification for blades, where the viewpoint of public safety is needed. Neglecting even minor events for monitoring, communication and control devices may represent a risk of a catastrophic incident if the damage causes loss of control of the turbine.

To reduce stoppage time and thereby loss of profit, it is also recommended to use an appropriate maintenance scheme with adequate preparation for unexpected events.

Table K.3 – Classification of damage to other components due to lightning

(IV) Catastrophic incident	
e.g.	injury and/or death of people inside/near turbine burnout of nacelle
(III) Serious incident	
e.g.	insulation breakdown of generator or transformer break down of bearings
(II) Moderate event	
e.g.	breakdown of earthing system insulation breakdown of converter and other power-electronics devices
(I) Minor event	
e.g.	insulation breakdown of monitoring, control or communication device

K.4 Typical lightning damage questionnaire

K.4.1 General

The example below is a typical lightning damage questionnaire that may help collect damage data for wind turbines due to lightning. It is important to accumulate statistical data according to the same manner for a long period. It may be also useful to keep communication and share the data with domestic regulators and/or industry associations.

K.4.2 Sample of questionnaire

1. Wind turbine manufacturer:

Wind turbine operator:

2. Wind turbine type (general description):

3. Specific wind turbine data:

○ Rating: kW ○ Hub height: m ○ Rotor diameter: m
○ Installation date: ○ Other comments:

4. Turbine location:

- ☐ Exact position (for example GPS coordinates):
- ☐ Single wind turbine ☐ Wind turbine in wind farm with no. of wind turbines
- ☐ Coastal site ☐ Near coastal site ☐ Off shore ☐ Land-based
- ☐ Raised land (height above the sea): m
- ☐ Other comments:

5. Weather conditions:

- ☐ Thunderstorm ☐ Wind: m/s
- ☐ Temperature: °C ☐ Other:
- ☐ Rain (severity if known): ☐ Other comments:

6. Time of incident:

- ☐ Date: ☐ Time: ☐ Approximate accuracy of time:
- ☐ Other comments:

7. Level of damage due to lightning (in case of blade damage, also check in sub-category)

- ☐ (IV) Catastrophic incident
 - ☐ (IV-a) Blade rupturing and falling
 - ☐ (IV-b) Blade burnout and falling
 - ☐ (IV-c) Melting and/or breaking of control wire
 - ☐ (IV-d) Falling of air termination (receptor) or other blade component
(see also footnote in Table K.1)
- ☐ (III) Serious incident
 - ☐ (III-a) Cracking along bond weld
 - ☐ (III-b) Tearing at blade edge
 - ☐ (III-c) Melting and/or breaking of down conductor
- ☐ (II) Moderate event
 - ☐ (II-a) Surface stripping
 - ☐ (II-b) Loss of a small part of air termination (see also footnote in Table K.1)
- ☐ (I) Minor event
 - ☐ (I-a) Air termination (receptor) melting
 - ☐ (I-b) Surface scorching
 - ☐ (I-c) Other minor damages

8. Suspected lightning attachment point(s):

- ☐ Blades ☐ Nacelle ☐ Meteorological equipment ☐ Tower
- ☐ Nacelle lightning conductor
- ☐ Other:
- ☐ Other comments:

9. Damaged components:

- ☐ Hub ☐ Rotor ☐ Main shaft bearing ☐ Pitch bearing
- ☐ Yaw bearing ☐ Generator bearing ☐ Gear shaft bearing ☐ Gears
- ☐ Generator ☐ Control system ☐ SCADA system ☐ Power system
- ☐ Other: ☐ Other comments:

10. Consequences of lightning damage:

- ☐ Lost production time: hours ☐ Repair costs (USD/EUR):
- ☐ Cost of lost electrical production (USD/EUR):
- ☐ Other comments:

11. Turbine lightning protection system details (except blades):

- ☐ None ☐ Ring earth electrode ☐ Foundation earth electrode
- ☐ Air termination system (type/location):
- ☐ Down conductors (type/location):

Overvoltage/surge protection:

- ☐ None ☐ Incoming power connection
☐ Generator ☐ External data lines
☐ Internal control lines ☐ Telephone lines
☐ Other comments:

12. Blades and blade lightning protection:

- ☐ Blade manufacturer: ☐ Blade type (pitch/stall):
☐ One blade ☐ Two blades ☐ Three blades ☐ Other:
☐ Tip brakes fitted

Rotor movement at time of stroke:

- ☐ Standstill ☐ Rotating ☐ Unknown

Rotor blade material:

- ☐ GFRP ☐ CFRP ☐ GFRP/CFRP ☐ Wood laminate
☐ Solid wood ☐ Other:

(GFRP = glass fibre reinforced plastic. CFRP = Carbon fibre reinforced plastic)

Lightning protection type:

- ☐ Receptor at tip (material): ☐ Tip cap (material):
☐ No lightning protection ☐ Other:

Blade down conductor:

- ☐ External ☐ Internal
☐ Cross-sectional area: mm ☐ Material:
☐ Other comments:

Observed damage:

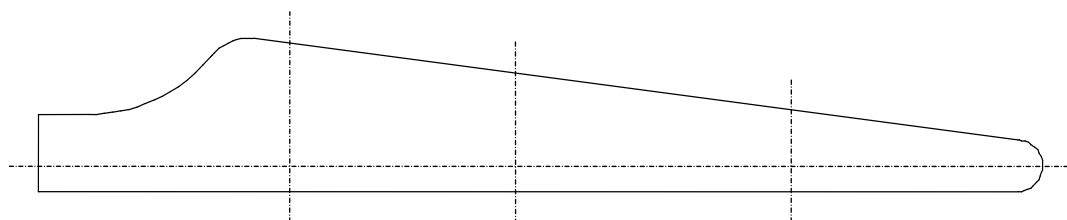
- ☐ No blade damage ☐ Hole in blade: Ø mm
☐ Crack in blade face (length): ☐ Crack in blade edge (length):
☐ Other:
☐ Other comments:

13. Downtime and repairing cost:

- ☐ Downtime: days
☐ Estimated repairing cost: USD/EUR
☐ Reason for long downtime and/or high repair cost (if applicable):

Please mark the locations where damage has been observed on the blade (see Figure K.2):

○ Windward side:



○ Leeward side:

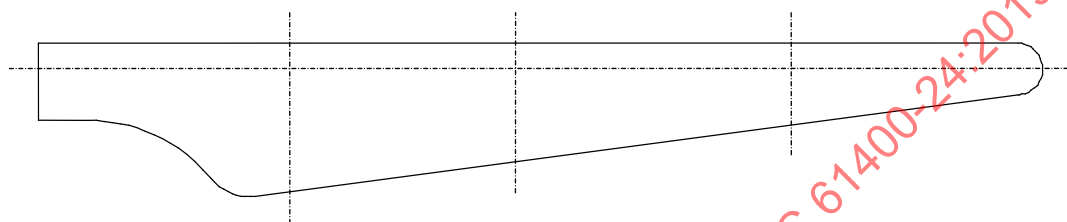


Figure K.2 – Blade outlines for marking locations of damage

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Annex L (informative)

Monitoring systems

It is recommended that wind turbines be equipped with equipment to detect lightning strikes/monitor the current levels of such lightning strikes. The purpose of such systems is to:

- provide information to the operator on the level of lightning strikes that have affected the wind turbine and to give input to operation and maintenance regimes;
- provide valuable data on lightning strikes to wind turbines and to assess the lightning magnitude/characteristics, contributing to risk assessment processes.

Various options for monitoring systems exist. A brief description of these options follows below.

a) Wide area lightning detection systems

Many commercial systems allow the detection of lightning using antennae that detect the electromagnetic impulse produced by a lightning flash. Such systems use multiple antennae to locate lightning flashes based on direction finding, time of arrival or interferometric techniques. Data from these systems is generally available in real time.

It is important for the user of data from a wide area lightning detection system to know several parameters that affect the performance of the system. Considerations relevant for wide area lightning detection systems are listed in Table L.1.

Table L.1 – Considerations relevant for wide area lightning detection systems

Parameter	Considerations
Detection efficiency (DE)	One of the parameters is the detection efficiency (DE). Flash DE and stroke DE are differentiated. Since a lightning flash is composed by one or several strokes, flash DE (DE_f) is typically higher than stroke DE (DE_s). It is important to note that lightning detection systems detect strokes and the grouping of strokes into flashes is done according to some criteria. These criteria should be known or defined by the user. DE depends on several parameters such as the number of sensors available, the distances between sensors and the geometry of the sensor positions around the point of interest; the performance of the sensors (e.g. noise level at each sensor site, availability, etc.); the number of sensors required and used for detection; and several other parameters. Relative DE of a network can be obtained by analyzing the current distribution at the point of interest and at a reference location (e.g. center of the network).
Location accuracy	The location accuracy of such systems can be limited to from a few hundred metres to a few kilometres. Location accuracy for an individual stroke depends, among some other factors, on the current parameters of that particular stroke and the network performance at the point of interest. Hence location accuracy is not constant for all the strokes and at all the locations of the point of interest.
Information about the data	Location accuracy and DE also depend on the settings of the data process used for determining a solution (stroke location and parameters). Since lightning data can be used for several purposes, the user of lightning data should agree with the lightning data provider about the type of data to receive depending on the purpose. As an example, very high location accuracy is not necessary for lightning warning purposes but a good DE_s or capability of detecting intra cloud lightning can be convenient. Some lightning data providers apply different filters to the data. This information should be provided to the user.

b) Local active lightning detection systems

Special systems, e.g. with sensors mounted on the tower of a wind turbine to trigger a lightning alarm based on electromagnetic or optical criteria. The sensor prevents remote lightning flashes from triggering a false alarm. Such systems can be connected to a SCADA system giving a useful indication of lightning strikes in real time. The systems may or may not give an indication of current waveform or magnitude, and if placed on the tower, the system would not give an indication of the location of the lightning attachment on the wind turbine. It is, however, a good option for an operator who wishes to be proactive in monitoring wind turbines after a lightning storm. Considerations relevant for local active lightning detection systems are listed in Table L.2.

Table L.2 – Considerations relevant for local active lightning detection systems

Types	Considerations
Systems intended for alarm	Systems designed according to IEC 62561-6 might not be suitable for wind turbines because they are designed for standardized lightning impulses. These systems should be sensitive enough with a suitable low frequency response. The manufacturer should provide the frequency response of the sensitivity.
Current measurement systems: shunts	Current shunts typically provide the best frequency response from DC to several MHz. In wind turbines the size of the current shunt limits its use. Since current shunts are part of the down conductor system they should be tested as part of the down conductor at LPL I. The manufacturer should provide calibration information.
Current measurement systems: Rogowski and optic	Sensors based on Rogowski coils or optics (e.g. Faraday rotation principle) should have an appropriate bandwidth. The manufacturer should provide the frequency response of the system. The system should be designed to measure as much as possible of the continuing currents. Manufacturer should provide calibration information.

c) Local passive lightning detection systems

Lightning counters and peak current sensor cards (PCS) provide a minimal information about lightning events to a wind turbine. The most simple lightning counters (e.g. electromechanical) just provide the number of strikes. Electronic lightning counters also provide time stamp and estimation of lightning parameters. Peak current sensor cards provide an estimation of the maximum peak current for the time period since the sensor was installed.

Table L.3 – Considerations relevant for local passive lightning detection systems

Types	Considerations
Lightning strike counters	Lightning counters designed in accordance with IEC 62561-6 are not suitable for wind turbines because they are intended for standardized lightning impulses. Some lightning counters also estimate one or several current parameters: peak current, charge, specific energy. Devices designed for the standard lightning currents (e.g. IEC 62561-1) will not provide realistic data for all the strikes. The manufacturer should define test waveforms including continuing currents. The manufacturer should provide the reference waveforms and the uncertainties. The manufacturer should provide information about the frequency response of the sensitivity and uncertainty of the estimated parameters. Lightning counters for wind turbines should be as sensitive as possible at low frequencies in order to detect upward lightning. Manufacturer should provide the sensitivity versus frequency curve.
Peak current sensors	This type of sensors designed and calibrated only with the standard lightning current waveforms might not be suitable for the registration of real lightning currents. The manufacturer should provide information about the performance of the sensor at typical lightning currents of wind turbines. The manufacturer should provide information about the minimum detectable current and the tested waveforms. This type of sensors might not be suitable for detecting continuing currents. The manufacturer should provide the frequency response of the sensitivity and its uncertainty.

Users should be careful interpreting the information provided by the manufacturers of these types of devices. The user should know the frequency response of the device in order to obtain a conclusive result, otherwise the data might not be realistic.

Annex M (informative)

Guidelines for small wind turbines

The designation "small wind turbine" applies to wind turbines with a rotor swept area smaller than or equal to 200 m², generating at a voltage below 1 000 V AD or 1 500 V DC for both on-grid and off-grid application. This class of wind turbine is known as small-scale or microgeneration. These are typically designed for domestic or light industrial applications where the power will primarily be intended for use on-site. Although there may be an ability to export excess power to the local electrical grid, these wind turbines only generate at LV and never at the MV levels which industry-scale turbines generate.

The lightning exposure and environments for small wind turbines are very different from larger wind turbines and therefore the requirements and guidelines for lightning protection will also be quite different.

The issue of lightning protection should still be considered for small wind turbines. The main issue is to provide transient protection of grid connection and communication and control system connections (if any), in order to ensure that the systems can continue to operate after being exposed to the high transient voltages and currents associated with lightning transients originating within the wind turbine. Direct lightning strikes to small wind turbines will be relatively rare, unless placed very high and exposed. However, the systems need to remain safe, both in terms of maintaining physical integrity and not causing injury to people or damage property if structures break off and also in terms of avoiding the fire hazard or damage to the electrical system to which the turbine is connected.

Even though this document does not cover lightning protection of small wind turbines, some of the general principles and approaches can still be beneficial in avoiding the risks mentioned above.

Direct testing using high voltage and high current will be very instructive in helping to design the lightning protection system (see Annex D regarding test methods). Components such as blades, anemometers and the generator housing can be tested, and the electrical circuitry and control system can be tested for resistance to effects of transient current surges. The ultimate lightning protection solution may incorporate a lightning rod reaching above the rotor and equipotential electrical bonding and some form of surge protection device (SPD), which should again be validated for effectiveness by testing.

Annex N (informative)

Guidelines for verification of blade similarity

N.1 General

As described in 8.2.3, the lightning performance of wind turbine blades should be verified. The first item in 8.2.3 describes the use of high voltage and high current tests, conducted as described in Annex D, and once these tests have been passed for a specific blade design, the requirements of the document are fulfilled. Often, the combination of numerical methods to assess current and voltage distribution are used in combinations with laboratory testing in different stages of the design, but the full scale experimental verification is the final proof of compliance.

For alternative blade designs – or new revisions of existing designs – which differ by the blade length, laminate layup, etc., there is a possibility of claiming verification by similarity. This is possible if the blade design does not deviate significantly from a previously verified design, and if the functional performance of the blade in respect to the lightning environment is the same. The specific issues to evaluate when claiming similarity is an agreement between the blade manufacturer, the customer and/or the certifying body, hence the following list presents examples of topics to consider in the evaluation.

N.2 Similarity constraints

The comparison assumes that the original blade, 'blade 1' has previously been successfully verified following the guidelines in the present document, i.e. by passing all HV and HC tests described in Annex D. The comparison then describes how the new but similar blade, 'blade 2', is designed and dimensioned relative to blade 1.

The comparison only covers blades without additional electrical installations, i.e. blades utilising structural materials of GFRP and CFRP, and an LPS consisting of an air termination system and a down conductor layout. Blades containing additional electrical installations (sensors, heating, active flow control, etc.) cannot be verified by claiming similarity, and the design evaluation and lightning performance should therefore rely on a thorough analysis and test sequence.

To claim similarity of two different blade designs concerning the lightning protection coordination, the following items should be checked and verified (Table N.1). Refer to Figure N.1 for definition of blade aerofoil nomenclature.

Testing is required in the case of changes that will significantly affect the susceptibility of the design to lightning damages.

Table N.1 – Items to be checked and verified when evaluating similarity

Statement		Yes	No
1. Design			
1.1	Does the laminate thickness in the outermost 5 m of Blade 2 vary by more than 30 % relative to Blade 1?		
1.2	Does the spanwise layup (radius where the layers end) of laminate and core materials on Blade 2 vary more than 10 % relative to Blade 1 for the outermost 5 m?		
1.3	Is the chord length of Blade 2 within 20 % of the chord length of Blade 1 for the outermost 5 m of the blade?		
1.4	Is the aerofoil thickness of Blade 2 within 25 % of the aerofoil thickness of Blade 1 for the outermost 5 m of the blade?		
1.5	Is the LPS concept (type of air terminations, down conductors, connection components, equipotential bondings, quantity of LPS components, dielectric strength of insulation materials, insulation thicknesses) the same for Blade 2 as for Blade 1?		
1.6	Is the number of air terminations the same on Blade 2 as for Blade 1 concerning the outermost 15 % of the blade length?		
1.7	Is the position of air terminations measured from the tip of the blade within 10 % on Blade 2 as for Blade 1 concerning the outermost 15 % of the blade length?		
1.8	Is the insulation coordination concerning the insulation of down conductors made similarly for Blade 2 as for Blade 1 (insulation thickness does not vary more than 10 %)?		
1.9	Is the blade area definition in accordance with Annex E.1 the same for Blade 2 and Blade 1?		
2. Materials			
2.1	Is Blade 2 made of the same materials as Blade 1 concerning the main structural geometry, GFRP or CFRP?		
2.2	Is the resin system used in Blade 2 the same as the resin system used for Blade 1?		
2.3	Is the material of the of tip air termination(s) on Blade 2 the same as that of Blade 1 (same metal base materials in alloys)?		
2.4	Is the material of the of side air termination(s) on Blade 2 the same as that of Blade 1 (same metal base materials in alloys)?		
2.5	Is equipotential bonding between parallel conductive paths made in the same blade radii for Blade 2 as for Blade 1, relative to the total blade length of the specific blade ± 10 %?		

If all questions are replied with a 'Yes', the lightning protection system in the two blades may be claimed to be similar and the verification of Blade 2 can be based on a successful evaluation of Blade 1. If single or a few points deviate, the differences should be assessed in detail to ascertain functional similarity is fulfilled anyway.

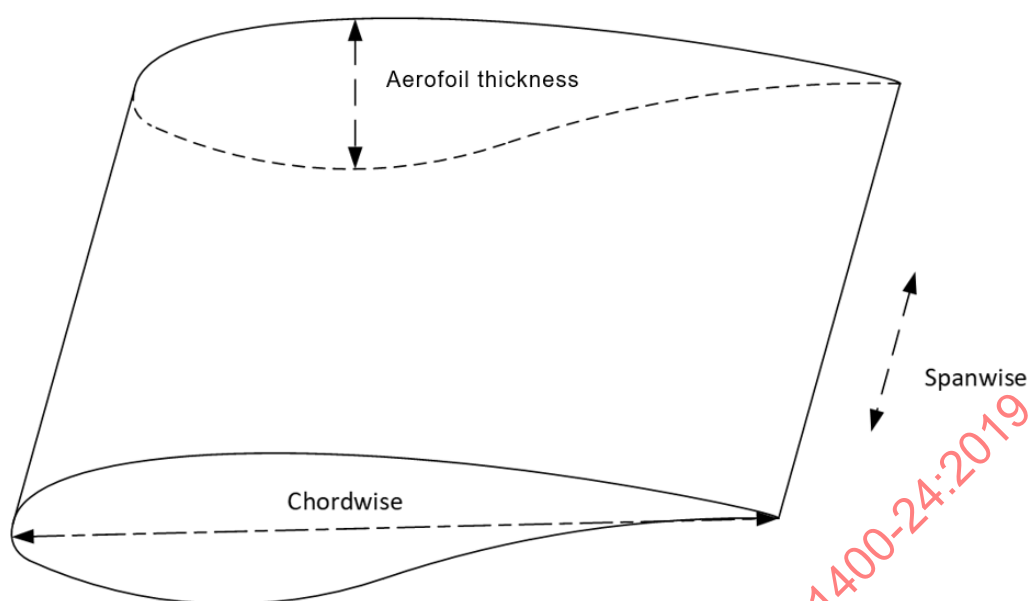


Figure N.1 – Definitions of blade aerofoil nomenclature

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Annex O (informative)

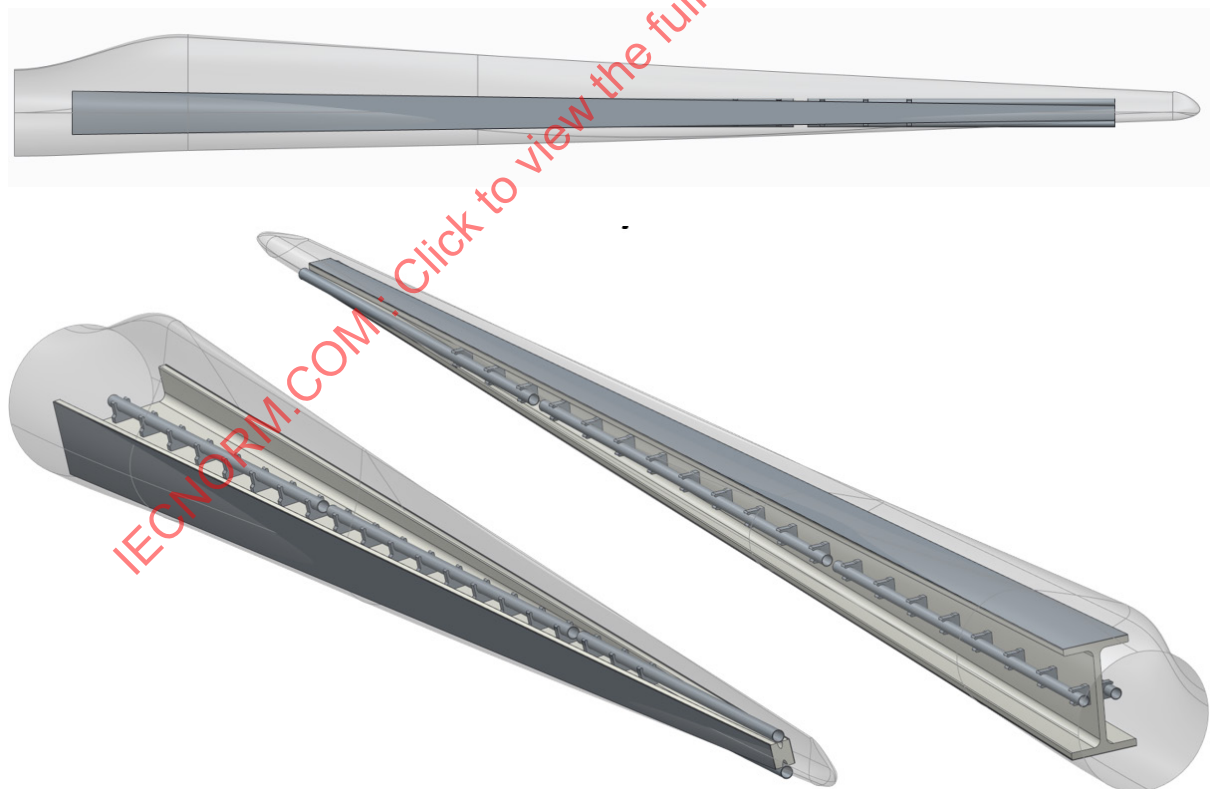
Guidelines for validation of numerical analysis methods

O.1 General

Numerical methods used for designing and verifying LPS in wind turbines should be verified against test results of similar geometries. The present informative annex provides simple guidelines on how such verification can be achieved, using the generic geometries provided. The provider of engineering analysis using analytical or numerical methods should document by comparison with test results or field data that their computational procedures are adequate for the purpose.

O.2 Blade voltage and current distribution

Once the lightning strike has been intercepted by the blade air terminations, the lightning current will flow through the blade towards the root end termination to the hub or the nacelle. For blades containing conductive components besides the LPS, lightning protection coordination should be done to ensure either sufficient insulation, separation distance or adequately positioned and dimensioned equipotential bonding. For this purpose, numerical analysis is often used, and the methodologies are verified by comparing the outcome of such models with test results of geometries replicating the blade design details.



The blade skin is added on the drawing for ease of understanding.

Figure O.1 – Example geometry for blade voltage and current distribution simulations

The geometry on Figure O.1 features the following:

- a simple scaled down blade with 5-m to 10-m-long girders (replicating both inductance and resistance of actual blade materials),
- a down conductor on one side of the web, shorted in each end,
- a signal cable on the other side of the web, everything shorted in the root, and terminated at an impedance half way out.

The test sequence conducted should reflect the entire range of rise times for naturally occurring lightning current waveforms, and the tolerances when comparing simulated and measured peak currents should be within $\pm 20\%$. The tests may be conducted in accordance with D.3.3.

O.3 Indirect effects analysis

For lightning current flowing in the hub, nacelle or tower, it may be beneficial to assess the indirect effects using an analysis or numerical modelling. In such a case, the following geometry could apply, where the approach is to inject lightning current featuring the various characteristics (peak current, frequency content, etc.) and compare the test results with simulated values. The following geometries could apply:

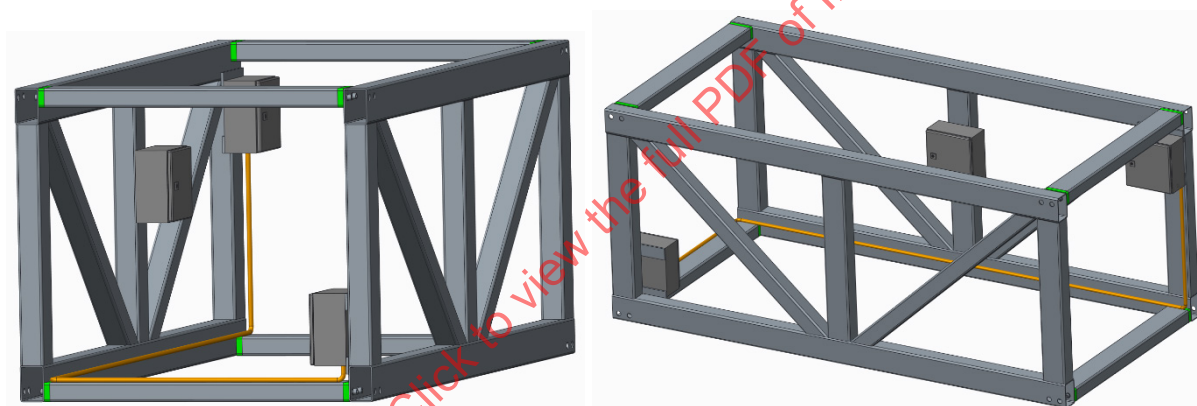


Figure O.2 – Example geometry for nacelle indirect effects simulations

The geometry on Figure O.2 features the following:

- Simplified 'nacelle' structure (3 m × 1,5 m × 1,5 m) defined in standard steel profiles, two side frames welded together, and four beams connecting the two frames.
- Two panels are mounted on the structure, and a cable conduit is traced between the two panels.
- Inside the conduit, a signal cable can be traced, terminated to earth in one end, and across an impedance in the other.
- Inject current, and measure current in the different paths, and voltage across pins of signal cables.

The test sequence conducted should reflect the entire range of rise times for naturally occurring lightning current waveforms, and the tolerances when comparing simulated and measured peak currents should be within $\pm 20\%$. The tests may be conducted in accordance with D.3.3.

Annex P (informative)

Testing of rotating components

P.1 General

The test is applicable to bearings for wind turbine rotor blades. The main objective of the test is to determine the current-carrying capability of the bearing.

Concerning test specimen and test set-up, the basic test principle, described below, distinguishes between bearings, which might be considered as stationary or quasi-stationary in the event of a lightning strike, e.g. pitch bearings, and bearings that might be considered as rotating also in the event of a lightning strike, such as main bearings.

The test of a non-rotating and non-load bearing may present a worst-case scenario, which might be applied if no further information is given by the manufacturer.

P.2 Test specimen

P.2.1 Test specimen representing a stationary / quasi stationary bearing

The specimen might be a full-scale pitch bearing of the wind turbine, which is used in series turbines. The bearing should be specified by the manufacturer of the turbine.

P.2.2 Test specimen representing a rotating bearing

The specimen might be a full-scale bearing of the wind turbine, which is used in series turbines. The bearing should be specified by the manufacturer of the turbine. Alternative tests can be carried out on subsets of the entire, but calculations need to be provided to demonstrate the scaling factors and effects. In the test specification, the arguments for the scaled parameters need to be defined.

P.3 Test setup

P.3.1 Test set-up representing a stationary/quasi-stationary bearing

During tests, the bearing should lie (diameter plane is faced to the floor) on isolating materials as shown in Figure P.1. The stroke current should be injected on the ring of the bearing that is connected to the rotor blade. The other ring should be grounded to the generator.

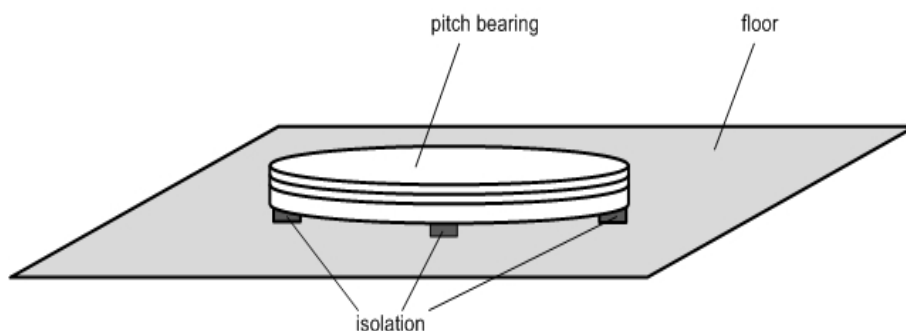


Figure P.1 – Possible test setup for a pitch bearing

The injection of stroke current should be realized in at least one injection point. Alternatively, the injection should be defined in the same way as the bearing is connected to the LPS in the wind turbine. The injection joints should be dimensioned to carry the short stroke current as well as the long stroke current.

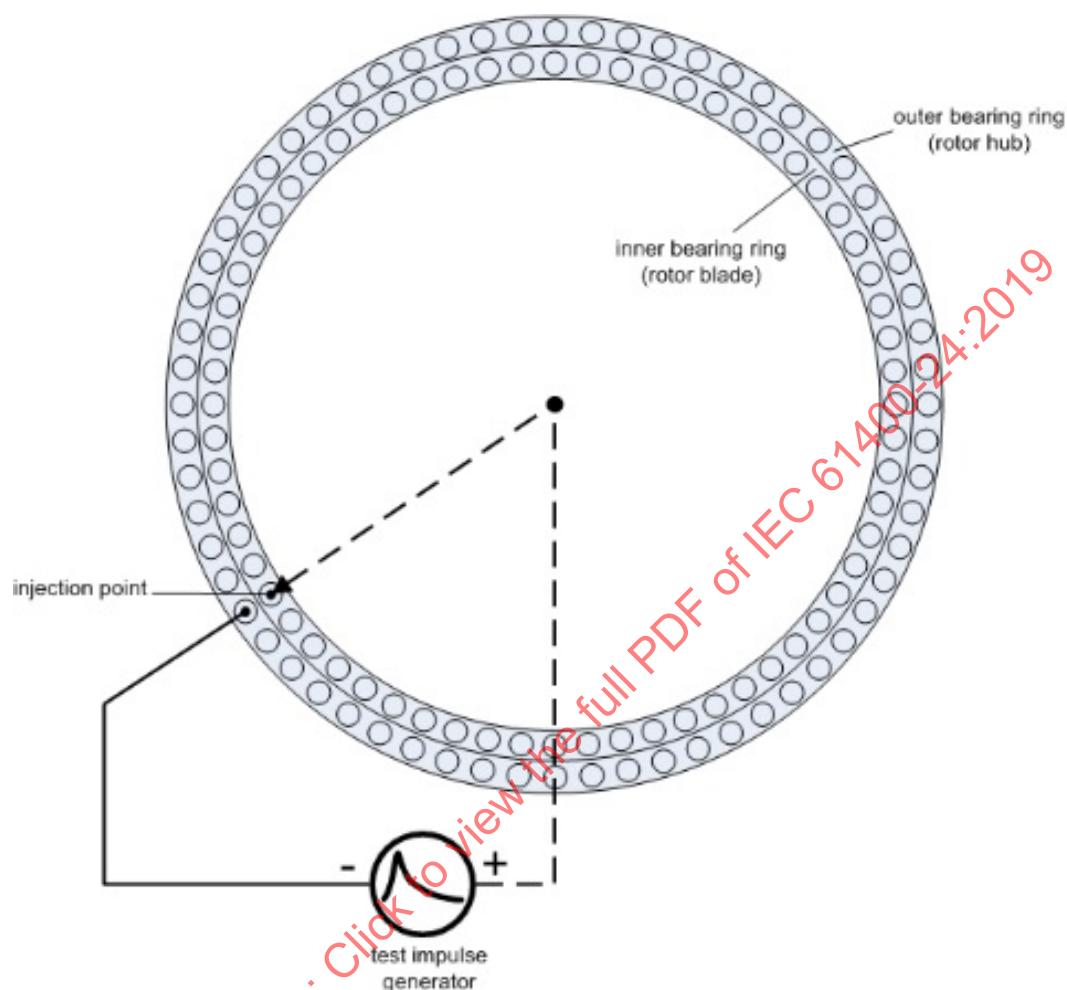


Figure P.2 – Possible injection of test current into a pitch bearing

P.3.2 Test set-up representing a rotating bearing

The test generator should be connected to the rotor shaft (replica) and the section of rotor bearing housing where it is specified for the earthing connection in the turbine (see Figure P.3). The final test setup shall be specified in detail by the manufacturer. All injection points should be designed to carry the full lightning current.

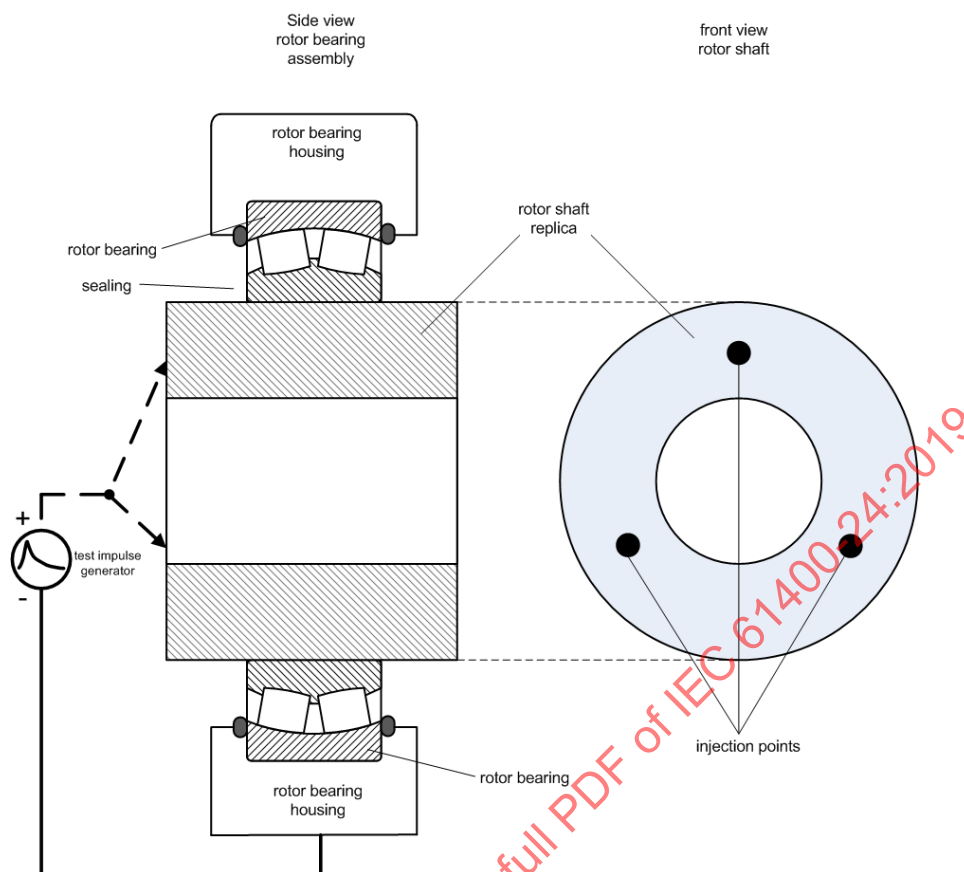


Figure P.3 – Possible test setup for a main bearing

P.4 Test procedure

Testing of rotating components should follow the general rules of conducted current tests in accordance with D.3.3. The following additional requirements apply for testing of rotating components.

The testing of pitch bearing should use the parameters of lightning protection level chosen from risk analysis or declared by the manufacturer and minimum 3 lightning impulses should be applied.

Tests should be made with the first short stroke and the long stroke in a combined impulse or also in separate impulses. For separate impulses, the testing with long current load should be done after every first short stroke impulse. After testing with short and long current, the bearing should be tested for low impedance between the inner and outer bearing ring by use of a 10-A measuring current. The series resistance of the test sample for and after each test should be recorded.

Table P.1 describes a test sequence for high current testing of rotating components.

During the test, the bearing should not be in rotation or under load conditions unless otherwise specified by the manufacturer.

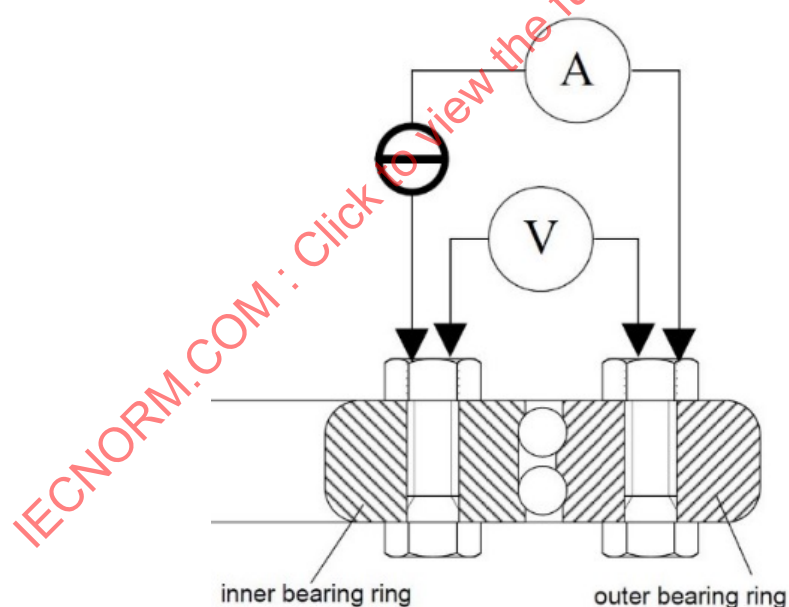
In addition, a measurement of the temperature close to the injection point is advisable.

Table P.1 – Test sequence for high current testing of rotating components

Test ID	Type of test	Parameter/value
1	Measure the series resistance of the test sample	-
2	First short stroke	I_{imp} (10/350 μ s)
3	Long stroke	I_{long} (0,5 s)
4	Low impedance measurement	-
5	First short stroke	I_{imp} (10/350 μ s)
6	Long stroke	I_{long} (0,5 s)
7	Measure the series resistance of the test sample	-
8	First short stroke	I_{imp} (10/350 μ s)
9	Long stroke	I_{long} (0,5 s)
10	Measure the series resistance of the test sample	-

P.5 Pass/fail criteria

After impulse testing in accordance with P.3, the bearing should be examined visually and by measurement of series resistance of the test sample between inner and outer bearing ring (see Figure P.4). For the measurement, a current source with a minimum current of 10 A should be used.

**Figure P.4 – Example measurement of the series resistance of the test sample**

The final evaluation of bearing testing should be done by the manufacturer of the bearing, and the evaluation should include an evaluation of the remaining operational lifetime of the bearing after testing.

Annex Q (informative)

Earthing systems for wind farms

A wind farm typically consists of a number of structures such as wind turbines, buildings, cables or overhead line infrastructure, high-voltage substations and signal cables.

Each wind turbine should have its own earthing system. The earthing systems of the individual wind turbines and the high-voltage sub-station should preferably be connected with horizontal earthing conductors to form an overall wind farm earthing system. This is particularly beneficial if good earthing resistance is difficult to obtain at each individual wind turbine position.

The connections between wind turbine earthing systems should be made with earthing conductors following the routes of the power collection cables connecting the wind turbines.

The earthing system of a wind farm is very important for the protection of the electrical systems, because a low-impedance earthing system reduces the potential difference between the different structures of the wind farm and so reduces the interference injected into the electrical systems.

In order to reduce the probability of direct lightning flashes to cable routes in the ground and to reduce induced lightning effects on the cables, an earthing conductor or, in the case of wider cable routes, a number of earthing conductors are recommended to be installed above the cable routes.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

Bibliography

- [1] Cigré WG C4.407, *Lightning Parameters for Engineering Applications*, Cigré Brochure 549, 2013
- [2] Masaru Ishii, *NEDO R&D Project for Measures of Lightning Protection of Wind Turbines in Japan*, 2015 International Symposium on Lightning Protection (XIII SIPDA), Balneário Camboriú, Brazil, 28th Sept. – 2nd Oct. 2015
- [3] NASA, Global Hydrology Research Center, Lightning & Atmospheric Electricity Research [online]. Viewed 2018-10-11. Available at http://lightning.nsstc.nasa.gov/data/data_lis-otd-climatology.html
- [4] RAKOV, V.A., UMAN, M.A. *Lightning Physics and Effects*. Cambridge University Press, 2003, ISBN 0 521 58327
- [5] V. March, J. Montanyà et al., *Winter lightning activity in specific global regions and implications to wind turbines and tall structure*, 33rd ICLP, 25-30 September 2016, Estoril, Portugal
- [6] FISHER, F.A., PLUMER, J.A. and Perala, R.A. *Lightning Protection of Aircraft*. Second edition. Lightning Technologies Inc., Pittsfield, MA, USA, 2004
- [7] Cigré WG C.4.4.02, *Protection of MV and LV networks against lightning – Part 1: Common topics*, July 2005
- [8] IEC 60060-1:2010, *High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements*
- [9] IEC 60068 (all parts), *Environmental testing*
- [10] IEC 60071 (all parts), *Insulation co-ordination*
- [11] IEC 60071-2:2018, *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*
- [12] IEC 60099-4, *Surge arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*
- [13] IEC 60099-5, *Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations*
- [14] IEC 60204-1, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*
- [15] IEC 60204-11, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 11: Requirements for equipment for voltages above 1 000 V AC or 1 500 V DC and not exceeding 36 kV*
- [16] IEC 60243 (all parts), *Electrical Strength of insulating materials*
- [17] IEC 60243-1, *Electrical strength of insulating materials – Test methods – Part 1: Tests at power frequencies*
- [18] IEC 60243-3, *Electric strength of solid insulating materials – Test methods – Part 3: Additional requirements for 1,2/50 μ s impulse tests*
- [19] IEC 60464-2, *Varnishes used for electrical insulation – Part 2: Methods of test*

- [20] IEC 60587, *Electrical insulating materials used under severe ambient conditions – Test methods for evaluating resistance to tracking and erosion*
- [21] IEC TR 62066, *Surge overvoltages and surge protection in low-voltage a.c. power systems – General basic information*
- [22] IEC 62153-4-3, *Metallic communication cable test methods – Part 4-3: Electromagnetic compatibility (EMC) – Surface transfer impedance – Triaxial method*
- [23] IEC 62561 (all parts), *Lightning protection system components (LPSC)*
- [24] IEC 62561-1, *Lightning protection system components (LPSC) – Part 1: Requirements for connection components*
- [25] IEC TS 62561-6, *Lightning protection system components (LPSC) – Part 6: Requirements for lightning strike counters (LSC)*
- [26] IEC TS 62561-8, *Lightning protection system components (LPSC) – Part 8: Requirements for components for isolated LPS*
- [27] IEC 62793, *Protection against lightning – Thunderstorm warning systems*
- [28] IEC 62858, *Lightning density based on lightning location systems (LLS) – General principles*
- [29] ITU-T K.46, *Protection of telecommunication lines using metallic symmetric conductors against lightning-induced surges*
- [30] ITU-R P.832-3 (02/2012), *World atlas of ground conductivities, P Series, Radiowave propagation*
- [31] EN 50539-22, *Low-voltage surge protective devices – Surge protective devices for specific application including d.c. – Part 22: Selection and application principles – Wind turbine applications*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	204
1 Domaine d'application	206
2 Références normatives	206
3 Termes et définitions	208
4 Symboles et unités	214
5 Termes abrégés	218
6 Environnement de foudre applicable aux éoliennes	218
6.1 Généralités	218
6.2 Paramètres de courant de foudre et niveaux de protection contre la foudre (NPF)	218
7 Évaluation de l'exposition à la foudre	220
7.1 Généralités	220
7.2 Évaluation de la fréquence de la foudre affectant une seule éolienne ou un groupe d'éoliennes	221
7.2.1 Catégorisation des événements de foudre	221
7.2.2 Estimation du nombre moyen d'éclairs frappant une seule éolienne ou un groupe d'éoliennes	222
7.2.3 Estimation du nombre annuel moyen d'éclairs frappant à proximité de l'éolienne (N_M)	225
7.2.4 Estimation du nombre annuel moyen d'éclairs frappant les lignes de service connectées aux éoliennes (N_L)	225
7.2.5 Estimation du nombre annuel moyen d'éclairs frappant à proximité des lignes de service connectées à l'éolienne (N_I)	226
7.3 Appréciation du risque de dommage	227
7.3.1 Équation de base	227
7.3.2 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant l'éolienne (S1)	228
7.3.3 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant à proximité de l'éolienne (S2)	228
7.3.4 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant une ligne de service connectée à l'éolienne (S3)	229
7.3.5 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant à proximité d'une ligne de service connectée à l'éolienne (S4)	229
8 Protection des sous-composants contre la foudre	230
8.1 Généralités	230
8.1.1 Niveau de protection contre la foudre (NPF)	230
8.1.2 Zones de protection contre la foudre (ZPF)	231
8.2 Pales	231
8.2.1 Généralités	231
8.2.2 Exigences	231
8.2.3 Vérification	232
8.2.4 Considérations relatives à la conception de la protection	233
8.2.5 Méthodes d'essai	235
8.3 Nacelle et autres composants structurels	236
8.3.1 Généralités	236
8.3.2 Moyeu	237
8.3.3 Disque de moyeu	237
8.3.4 Nacelle	237

8.3.5	Pylône	238
8.3.6	Méthodes de vérification	239
8.4	Transmission mécanique et système d'orientation	239
8.4.1	Généralités	239
8.4.2	Paliers	239
8.4.3	Systèmes hydrauliques	240
8.4.4	Éclateurs et contacts glissants	240
8.4.5	Vérification	241
8.5	Réseaux de puissance à basse tension et réseaux et installations de communication	241
8.5.1	Généralités	241
8.5.2	Liaison équipotentielle au sein de l'éolienne	246
8.5.3	Protection contre l'ITEM et niveaux d'immunité	247
8.5.4	Blindage et cheminement des lignes	248
8.5.5	Protection par parafoudres	249
8.5.6	Méthodes d'essai pour les essais d'immunité du réseau	254
8.6	Réseaux d'alimentation électrique à haute tension (HT)	254
9	Mise à la terre des éoliennes	256
9.1	Généralités	256
9.1.1	Objet et domaine d'application	256
9.1.2	Exigences fondamentales	257
9.1.3	Dispositions d'électrodes de terre	257
9.1.4	Impédance d'une installation de mise à la terre	257
9.2	Liaison équipotentielle	258
9.2.1	Généralités	258
9.2.2	Liaison équipotentielle de foudre pour les installations métalliques	258
9.3	Composants structurels	258
9.3.1	Généralités	258
9.3.2	Pylône tubulaire métallique	258
9.3.3	Pylônes en béton armé	259
9.3.4	Pylône en treillis	259
9.3.5	Réseaux internes au pylône	259
9.3.6	Fondation en béton	260
9.3.7	Fondation en zone rocheuse	260
9.3.8	Fondation monopieu métallique	261
9.3.9	Fondation en mer	261
9.4	Dimensions des profils d'électrodes	261
9.5	Réalisation et maintenance de l'installation de mise à la terre	262
10	Sécurité individuelle	262
11	Documentation du système de protection contre la foudre	264
11.1	Généralités	264
11.2	Documentation nécessaire pour l'évaluation de la conception	264
11.2.1	Généralités	264
11.2.2	Documentation générale	264
11.2.3	Documentation pour les pales de rotor	265
11.2.4	Documentation des systèmes mécaniques	265
11.2.5	Documentation des réseaux de puissance et de communication	265
11.2.6	Documentation des installations de mise à la terre et des réseaux de liaison équipotentielle	266

11.2.7	Documentation des systèmes de protection du capot de nacelle, du moyeu et du pylône contre la foudre	266
11.3	Informations spécifiques au site	266
11.4	Documentation à fournir dans les manuels pour les inspections du SPF	266
11.5	Manuels	267
12	Inspection du système de protection contre la foudre	267
12.1	Domaine d'application de l'inspection	267
12.2	Séquences des inspections	267
12.2.1	Généralités	267
12.2.2	Inspection au cours de la production de l'éolienne	267
12.2.3	Inspection au cours de l'installation de l'éolienne	268
12.2.4	Inspection au cours de la mise en service de l'éolienne et inspection périodique	268
12.2.5	Inspection après démontage ou réparation des parties principales	269
12.3	Maintenance	269
Annexe A (informative)	Phénomène de la foudre par rapport aux éoliennes	270
A.1	Environnement de foudre applicable aux éoliennes	270
A.1.1	Généralités	270
A.1.2	Propriétés de la foudre	270
A.1.3	Formation de décharges de foudre et paramètres électriques	270
A.1.4	Éclairs nuage-sol	271
A.1.5	Éclairs ascendants	277
A.2	Paramètres de courant de foudre applicables au point d'impact	280
A.3	Courant traceur sans décharge en retour	282
A.4	Effets de l'impulsion électromagnétique de foudre ou IEMF	282
Annexe B (informative)	Évaluation de l'exposition à la foudre	283
B.1	Généralités	283
B.2	Méthodologie permettant d'estimer le nombre annuel moyen d'éclairs ou de coups de foudre frappant les éoliennes d'un parc éolien, ainsi que l'activité de la foudre ascendante sur les éoliennes	283
B.2.1	Généralités	283
B.2.2	Méthodologie permettant d'estimer le nombre annuel moyen d'éclairs frappant les éoliennes d'un parc éolien par une augmentation du facteur de localisation afin de tenir compte de la foudre ascendante provenant des éoliennes	283
B.2.3	Pourcentage de foudre ascendante dans les parcs éoliens	287
B.3	Explication des termes	287
B.3.1	Dommages et pertes	287
B.3.2	Composition du risque	289
B.3.3	Appréciation des composantes de risque	289
B.3.4	Fréquence de dommage	291
B.3.5	Évaluation de la probabilité de dommage P_X	292
B.4	Évaluation de la probabilité de dommage occasionné à l'éolienne	292
B.4.1	Probabilité P_{AT} qu'un éclair frappant une éolienne génère une tension de contact et de pas dangereuse	292
B.4.2	Probabilité P_{AD} , qu'un éclair frappant l'éolienne provoque une blessure ou lésion à une personne exposée présente sur la structure	293
B.4.3	Probabilité, P_B , qu'un éclair frappant l'éolienne provoque un dommage physique	294
B.4.4	Probabilité, P_C , qu'un éclair frappant l'éolienne provoque la défaillance des réseaux internes	295

B.4.5	Probabilité, P_M , qu'un éclair frappant à proximité de l'éolienne provoque la défaillance des réseaux internes	296
B.4.6	Probabilité, P_U , qu'un éclair frappant une ligne de service provoque une blessure ou lésion occasionnée aux humains en raison d'une tension de contact	296
B.4.7	Probabilité, P_V , qu'un éclair frappant une ligne de service provoque un dommage physique.....	297
B.4.8	Probabilité, P_W , qu'un éclair frappant une ligne de service provoque la défaillance des réseaux internes.....	297
B.4.9	Probabilité, P_Z , qu'un éclair frappant à proximité d'une ligne de service entrante provoque la défaillance des réseaux internes.....	298
B.4.10	Probabilité P_P qu'une personne soit présente dans un endroit dangereux	299
B.4.11	Probabilité P_e d'exposition des équipements à un événement dommageable	299
B.5	Évaluation du niveau de perte L_X dans une éolienne	299
B.5.1	Généralités	299
B.5.2	Perte relative moyenne par événement dangereux	299
Annexe C (informative) Méthodes de protection des pales		301
C.1	Généralités	301
C.1.1	Types de pales et types de méthodes de protection des pales	301
C.1.2	Mécanisme d'endommagement des pales.....	303
C.2	Méthodes de protection.....	304
C.2.1	Généralités	304
C.2.2	Dispositifs de capture de la foudre installés sur la surface de la pale ou intégrés à cette surface	304
C.2.3	Rubans métalliques adhésifs et bandes de déflexion segmentées	305
C.2.4	Conducteurs de descente internes.....	305
C.2.5	Matériaux de surface conductrice	306
C.3	Composants structurels en CFRP	306
C.4	Problèmes particuliers posés par les composants conducteurs	307
C.5	Efficacité d'interception.....	309
C.6	Dimensionnement des systèmes de protection contre la foudre	310
C.7	Connexion pale-moyeu	312
C.8	Exposition sur le terrain des pales d'aérogénérateur (WTG).....	313
C.8.1	Généralités	313
C.8.2	Application.....	313
C.8.3	Exposition sur le terrain	313
Annexe D (normative) Spécifications d'essai.....		314
D.1	Généralités	314
D.2	Essais de jointure des coups de foudre à haute tension	314
D.2.1	Vérification de l'efficacité du dispositif de capture.....	314
D.2.2	Essai de jointure du traceur initial.....	315
D.2.3	Essai de jointure des coups de foudre suivants	326
D.3	Essais de dommage physique à haute intensité	331
D.3.1	Généralités	331
D.3.2	Essai d'entrée d'arc	331
D.3.3	Essai de courant conduit	336
Annexe E (informative) Application de l'environnement de foudre et des zones de protection contre la foudre (ZPF)		342
E.1	Environnement de foudre pour les pales	342

E.1.1	Application.....	342
E.1.2	Exemples de zones d'environnement de foudre simplifié	342
E.1.3	Transitions de zones	344
E.2	Définition des zones de protection contre la foudre pour les éoliennes (et non les pales)	344
E.2.1	Généralités	344
E.2.2	LPZ 0	345
E.2.3	Autres zones	346
E.2.4	Frontières	348
E.2.5	Exigences concernant la protection des zones.....	348
Annexe F (informative) Choix et installation d'une protection coordonnée par parafoudres dans les éoliennes		352
F.1	Position des parafoudres	352
F.2	Choix des parafoudres	352
F.3	Installation des parafoudres	352
F.4	Contraintes d'environnement liées aux parafoudres	353
F.5	Indication d'état des parafoudres et surveillance des parafoudres en cas de défaillance	354
F.6	Choix des parafoudres par rapport au niveau de protection (U_p) et au niveau d'immunité du réseau.....	354
F.7	Choix des parafoudres par rapport aux surtensions engendrées dans les éoliennes	354
F.8	Choix des parafoudres par rapport au courant de décharge (I_n) et au courant de choc (I_{imp})	355
Annexe G (informative) Informations concernant la liaison et le blindage, ainsi que la méthode d'installation		356
G.1	Informations complémentaires concernant la liaison	356
G.2	Informations complémentaires concernant le blindage et la méthode d'installation	357
Annexe H (informative) Méthodes d'essai pour les essais de niveau d'immunité du réseau		361
Annexe I (informative) Prises de terre		367
I.1	Généralités	367
I.1.1	Types d'installations de mise à la terre	367
I.1.2	Construction	368
I.2	Dimensions des profils d'électrodes	369
I.2.1	Type de disposition.....	369
I.2.2	Dépendance de la fréquence par rapport à l'impédance de terre	371
I.3	Expressions de la résistance de terre pour différentes configurations d'électrodes	373
Annexe J (informative) Exemple de points de mesure définis		376
Annexe K (informative) Classification du dommage occasionné par la foudre fondée sur la gestion des risques		378
K.1	Généralités	378
K.2	Dommage occasionné aux pales par la foudre	378
K.2.1	Classification du dommage occasionné aux pales par la foudre	378
K.2.2	Cause possible de dommage occasionné aux pales par la foudre	380
K.2.3	Contremesures par rapport au dommage occasionné aux pales par la foudre	380
K.3	Dommage occasionné par la foudre aux autres composants	383

K.3.1	Classification du dommage occasionné par la foudre aux autres composants	383
K.3.2	Contremesures par rapport au dommage occasionné par la foudre aux autres composants	384
K.4	Questionnaire type relatif au dommage occasionné par la foudre	384
K.4.1	Généralités	384
K.4.2	Exemple de questionnaire	384
Annexe L (informative)	Systèmes de surveillance	388
Annexe M (informative)	Lignes directrices applicables aux petites éoliennes	391
Annexe N (informative)	Lignes directrices applicables à la vérification de la similitude des pales	392
N.1	Généralités	392
N.2	Contraintes de similitude	392
Annexe O (informative)	Lignes directrices applicables à la validation des méthodes d'analyses numériques	395
O.1	Généralités	395
O.2	Répartition de la tension et du courant dans les pales	395
O.3	Analyse des effets indirects	396
Annexe P (informative)	Essai des composants tournants	397
P.1	Généralités	397
P.2	Éprouvette	397
P.2.1	Éprouvette représentant un palier fixe / quasi fixe	397
P.2.2	Éprouvette représentant un palier tournant	397
P.3	Montage d'essai	397
P.3.1	Montage d'essai représentant un palier fixe / quasi fixe	397
P.3.2	Montage d'essai représentant un palier tournant	399
P.4	Procédure	400
P.5	Critères de réussite/échec	401
Annexe Q (informative)	Installations de mise à la terre pour parcs éoliens	403
Bibliographie		404
Figure 1	– Zone de collecte de l'éolienne	224
Figure 2	– Exemple de zone de collecte d'un parc éolien complet (A_{DWF}) avec 10 éoliennes (points noirs) compte tenu du chevauchement	224
Figure 3	– Zone de collecte de l'éolienne de hauteur H_a et d'une autre structure de hauteur H_b connectées par un câble souterrain de longueur L_c	227
Figure 4	– Exemples de SPM (mesures de protection contre les surtensions) possibles	245
Figure 5	– Interconnexion de deux ZPF 1 utilisant des parafoudres	246
Figure 6	– Interconnexion de deux ZPF 1 utilisant des câbles ou des conduits blindés	246
Figure 7	– Champ magnétique à l'intérieur d'une enveloppe dû à un câble de connexion de grande longueur entre l'entrée de l'enveloppe et le parafoudre	250
Figure 8	– Mesures de protection complémentaires	251
Figure 9	– Exemples d'installation de parafoudres à haute tension dans deux circuits électriques principaux d'éoliennes	255
Figure A.1	– Processus impliqués dans la formation d'un éclair nuage-sol descendant	272
Figure A.2	– Profil type d'un éclair nuage-sol négatif	273
Figure A.3	– Définitions des paramètres des coups de foudre de courte durée (généralement $T_2 < 2\text{ms}$)	274

Figure A.4 – Définitions des paramètres des coups de foudre de longue durée (généralement $2 \text{ ms} < T_{\text{long}} < 1 \text{ s}$)	274
Figure A.5 – Composantes potentielles des éclairs descendants (éclairs typiques sur un sol plat et frappant des structures moins élevées)	276
Figure A.6 – Profil type d'un éclair nuage-sol positif	277
Figure A.7 – Processus impliqués dans la formation d'un éclair nuage-sol ascendant en été et en hiver	277
Figure A.8 – Profil type d'un éclair ascendant négatif	278
Figure A.9 – Composantes potentielles des éclairs ascendants (éclairs typiques frappant des structures exposées et/ou plus élevées)	280
Figure B.1 – Carte mondiale de l'activité de la foudre en période hivernale sur la base des données LLS et des conditions météorologiques	285
Figure B.2 – Cartes détaillées de l'activité de la foudre en période hivernale sur la base des données LLS et des conditions météorologiques	286
Figure B.3 – Description du rapport h/d	287
Figure C.1 – Types de pales des éoliennes	302
Figure C.2 – Concepts de protection contre la foudre des pales d'éolienne modernes de grande taille	304
Figure C.3 – Tensions entre le trajet du courant de foudre et le câblage des capteurs dues au couplage mutuel et à l'impédance du trajet de courant	308
Figure D.1 – Exemple de montage d'essai A pour l'essai de jointure du traceur initial	317
Figure D.2 – Orientations possibles pour le montage d'essai A pour l'essai de jointure du traceur initial	318
Figure D.3 – Définition de l'axe de la longueur de la pale au cours des essais de jointure de la foudre	319
Figure D.4 – Exemple d'application d'angles au cours de l'essai à haute tension (HT)	320
Figure D.5 – Exemple de point de connexion du traceur à distance de l'éprouvette	321
Figure D.6 – Montage d'essai B pour l'essai de jointure du traceur initial	322
Figure D.7 – Augmentation de tension de choc de manœuvre typique par rapport au contournement ($100 \text{ } \mu\text{s}$ par division)	324
Figure D.8 – Dispositif d'essai de jointure des coups de foudre suivants	328
Figure D.9 – Forme de tension de choc de foudre	328
Figure D.10 – Tension de choc de foudre coupée sur le front	329
Figure D.11 – Positions d'électrode à haute tension pour l'essai de jointure des coups de foudre suivants	330
Figure D.12 – Dispositif d'essai à haute intensité pour l'essai d'entrée d'arc	333
Figure D.13 – Électrodes d'essai typiques de déviation de jet	334
Figure D.14 – Exemple de dispositif pour les essais de courant conduit	338
Figure E.1 – Exemples de définition générique de l'environnement de foudre pour les pales	343
Figure E.2 – Méthode de la sphère fictive appliquée à une éolienne	346
Figure E.3 – Maille de grande dimension pour une nacelle avec capot en GFRP	347
Figure E.4 – Maille de petite dimension pour une nacelle avec capot en GFRP	347
Figure E.5 – Connexion de deux armoires définies comme ZPF 2 par le blindage d'un câble blindé	348
Figure E.6 – Exemple: division de l'éolienne en différentes zones de protection contre la foudre	350

Figure E.7 – Exemple de mode de documentation d'un système de mesures de protection contre les surtensions (SPM) par la division du réseau de puissance en zones de protection avec indication du point de croisement des circuits et des limites de ZPF, ainsi que du cheminement des câbles de grande longueur entre la base du pylône et la nacelle	351
Figure F.1 – Système d'installation point à point	353
Figure F.2 – Système d'installation des connexions de terre	353
Figure G.1 – Deux armoires de commande situées sur des plans métalliques différents à l'intérieur d'une nacelle	356
Figure G.2 – Mécanisme de couplage magnétique	357
Figure G.3 – Mesurage de l'impédance de transfert	359
Figure H.1 – Exemple de circuit pour un essai de courant de décharge des parafoudres dans les conditions de service	362
Figure H.2 – Montage d'essai type pour l'injection du courant d'essai	365
Figure H.3 – Exemple d'un circuit d'essai d'induction pour courants de foudre	366
Figure I.1 – Longueur minimale (l_1) de chaque électrode de terre selon la classe de SPF ..	370
Figure I.2 – Dépendance de la fréquence par rapport à l'impédance de terre	372
Figure J.1 – Exemple de points de mesure	376
Figure K.1 – Systèmes de contremesures recommandés selon la classification des incidents	382
Figure K.2 – Schémas de pales pour le marquage des emplacements de dommage	387
Figure N.1 – Définitions de la nomenclature de profil aérodynamique d'une pale	394
Figure O.1 – Exemple de géométrie pour des simulations de répartition de la tension et du courant dans les pales	395
Figure O.2 – Exemple de géométrie pour des simulations des effets indirects sur la nacelle	396
Figure P.1 – Montage d'essai possible pour un palier de pas	398
Figure P.2 – Injection possible du courant d'essai dans un palier de pas	399
Figure P.3 – Montage d'essai possible pour un palier principal	400
Figure P.4 – Exemple de mesurage de la résistance série de l'échantillon d'essai	402
Tableau 1 – Valeurs maximales des paramètres de courant de foudre selon le NPF (adapté de l'IEC 62305-1)	219
Tableau 2 – Valeurs minimales des paramètres de courant de foudre et rayon de la sphère fictive associé correspondant au NPF (adapté de l'IEC 62305-1)	220
Tableau 3 – Zones de collecte A_L et A_I d'une ligne de service selon qu'elle est aérienne ou enfouie	227
Tableau 4 – Paramètres appropriés à l'appréciation des composantes de risque pour l'éolienne (correspondance avec l'IEC 62305-2)	230
Tableau 5 – Vérification des concepts de conception des paliers et de protection des paliers	240
Tableau 6 – Intervalles d'inspection générale du SPF	269
Tableau A.1 – Paramètres de courant de foudre nuage-sol	275
Tableau A.2 – Paramètres de courant de foudre ascendant	279
Tableau A.3 – Synthèse des paramètres de menace de la foudre à prendre en compte dans le calcul des valeurs d'essai pour les différents composants du SPF et pour les différents NPF	281
Tableau B.1 – Valeurs recommandées des facteurs de localisation individuels	284

Tableau B.2 – Plage d'activité de la foudre ascendante en fonction de l'activité de la foudre en période hivernale pour un parc éolien situé sur terrain plat	287
Tableau B.3 – Valeurs de la probabilité, P_A , qu'un éclair frappant une éolienne provoque un choc frappant les humains en raison de tensions de contact et de pas dangereuses (correspond à l'IEC 62305-2)	293
Tableau B.4 – Valeurs du facteur de réduction r_t en fonction du type de surface de sol ou de plancher (correspond à l'IEC 62305-2)	293
Tableau B.5 – Valeurs du facteur P_O selon la position d'une personne dans la zone exposée (correspond à l'IEC 62305-2)	294
Tableau B.6 – Valeurs de la probabilité, P_{SPF} , dépendant des mesures de protection, que les zones exposées de l'éolienne soient protégées contre les éclairs directs et que les dommages physiques soient réduits (correspond à l'IEC 62305-2)	294
Tableau B.7 – Valeurs de la probabilité, P_S , qu'un éclair frappant une éolienne provoque une étincelle dangereuse (correspond à l'IEC 62305-2)	295
Tableau B.8 – Valeurs du facteur de réduction r_p en fonction des dispositions prises pour réduire les conséquences d'un incendie (correspond à l'IEC 62305-2)	295
Tableau B.9 – Valeurs du facteur de réduction r_f en fonction du risque d'incendie de l'éolienne (correspond à l'IEC 62305-2)	295
Tableau B.10 – Valeurs de probabilité P_{LI} dépendant du type de ligne et de la tension de tenue aux chocs U_W des équipements (correspond à l'IEC 62305-2)	299
Tableau B.11 – Valeurs de perte pour chaque zone (correspond à l'IEC 62305-2)	300
Tableau B.12 – Valeurs moyennes typiques de L_T , L_D , L_F et L_O (correspond à l'IEC 62305-2)	300
Tableau C.1 – Matériau, configuration et section nominale minimale des conducteurs et piquets de dispositifs de capture, piquets de départ et conducteurs de descente ^a (correspond à l'IEC 62305-3)	310
Tableau C.2 – Caractéristiques physiques des matériaux typiques utilisés dans les systèmes de protection contre la foudre (correspond à l'IEC 62305-1)	311
Tableau C.3 – Échauffement [K] pour différents conducteurs en fonction du rapport W/R (correspond à l'IEC 62305-1)	312
Tableau C.4 – Plage de répartition des coups de foudre directs sur la base de campagnes de terrain qui collectent des données sur la répartition des jointures par rapport à l'éloignement de l'extrémité des pales d'éoliennes (pales de longueur comprise entre 39 m et 45 m avec et sans CFRP)	313
Tableau D.1 – Paramètres de courant d'essai correspondant au NPF I	335
Tableau D.2 – Paramètres de courant d'essai pour l'essai d'exposition à la foudre en période hivernale (durée maximale 1 s)	336
Tableau D.3 – Paramètres de courant d'essai correspondant au NPF I	339
Tableau D.4 – Paramètres de courant d'essai correspondant au NPF I (pour les trajets souples)	340
Tableau D.5 – Paramètres de courant d'essai pour l'essai d'exposition à la foudre en période hivernale (durée maximale 1 s)	340
Tableau E.1 – Définition de la zone de pale pour l'exemple de concept A	344
Tableau E.2 – Définition de la zone de pale pour l'exemple de concept B	344
Tableau E.3 – Définition des zones de protection contre la foudre conformément à l'IEC 62305-1	345
Tableau F.1 – Niveaux de courant de décharge et de choc pour les réseaux TN indiqués dans l'IEC 60364-5-53	355
Tableau F.2 – Exemple de niveaux de courant de décharge et de choc plus élevés pour les réseaux TN	355

Tableau I.1 – Efficacité au choc de plusieurs dispositions de piquets de terre par rapport à un piquet de terre vertical de 12 m (100 %)	372
Tableau I.2 – Symboles utilisés dans les Tableaux I.3 à I.6	373
Tableau I.3 – Formules applicables à différentes configurations d'électrodes de terre	374
Tableau I.4 – Formules applicables à une électrode annulaire enfouie combinée à des piquets verticaux	374
Tableau I.5 – Formules applicables à une électrode annulaire enfouie combinée à des électrodes radiales	375
Tableau I.6 – Formules applicables à une électrode horizontale droite enfouie combinée à des piquets verticaux	375
Tableau J.1 – Points de mesure et résistances à enregistrer	377
Tableau K.1 – Classification du dommage occasionné aux pales par la foudre	379
Tableau K.2 – Matrice des dommages occasionnés aux pales par la foudre, compte tenu des la gestion des risques	383
Tableau K.3 – Classification du dommage occasionné par la foudre aux autres composants	384
Tableau L.1 – Éléments à prendre en considération concernant les systèmes de détection de foudre étendue	388
Tableau L.2 – Éléments à prendre en considération concernant les systèmes de détection de foudre active locale	389
Tableau L.3 – Éléments à prendre en considération concernant les systèmes de détection de foudre passive locale	390
Tableau N.1 – Éléments à vérifier pour l'évaluation de la similitude	393
Tableau P.1 – Séquence d'essai pour essai à haute intensité des composants tournants	401

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 24: Protection contre la foudre

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications. L'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 61400-24 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2010. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) sa restructuration comprend une partie normative principale, les informations informatives étant intégrées dans des annexes.

La présente version bilingue (2020-07) correspond à la version anglaise monolingue publiée en 2019-07.

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61400, publiées sous le titre général *Systèmes de génération d'énergie éolienne*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 24: Protection contre la foudre

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 s'applique à la protection des aérogénérateurs et des parcs éoliens contre la foudre. Se reporter à l'Annexe M pour les lignes directrices applicables aux éoliennes de petite taille.

Le présent document définit l'environnement de foudre applicable aux éoliennes et l'appréciation du risque pour ces mêmes éoliennes dans cet environnement. Il définit les exigences concernant la protection des pales, des autres composants structurels, ainsi que des réseaux de puissance et de commande contre les effets directs et indirects de la foudre. Les méthodes d'essai pour validation de la conformité sont incluses dans le présent document.

Des recommandations relatives à l'utilisation des normes applicables en matière de protection contre la foudre, ainsi que des normes électriques industrielles et de CEM, y compris la mise à la terre sont fournies.

Des recommandations concernant la sécurité individuelle sont fournies.

Des lignes directrices relatives aux statistiques et à la consignation des dommages sont fournies.

Le présent document inclut des références normatives aux normes génériques pour la protection contre la foudre, les réseaux à haute et basse tension pour les machines et installations, et la compatibilité électromagnétique (CEM).

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60364-4-44, *Installations électriques à basse tension – Partie 4-44: Protection pour assurer la sécurité – Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques*

IEC 60364-5-53, *Installations électriques des bâtiments– Partie 5-53: Choix et mise en œuvre des matériels électriques – Sectionnement, coupure et commande*

IEC 60364-5-54, *Installations électriques à basse tension – Partie 5-54: Choix et mise en œuvre des matériels électriques – Installations de mise à la terre et conducteurs de protection*

IEC 60364-6, *Installations électriques à basse tension – Partie 6: Vérification*

IEC TS 60479-1, *Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques – Partie 1: Aspects généraux*

IEC TR 60479-4, *Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques – Partie 4: Effets de la foudre*

IEC 60664-1, *Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension – Partie 1: Principes, exigences et essais*

IEC 61000 (toutes les parties), *Compatibilité électromagnétique (CEM)*

IEC 61000-4-5, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-5: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux ondes de choc*

IEC 61000-4-9, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-9: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité au champ magnétique impulsionnel*

IEC 61000-4-10, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-10: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité du champ magnétique oscillatoire amorti*

IEC TR 61000-5-2, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 5: Guides d'installation et d'atténuation – Section 2: Mise à la terre et câblage*

IEC 61400-23, *Éoliennes – Partie 23: Essais en vraie grandeur des structures des pales de rotor*

IEC 61587-3, *Structures mécaniques pour équipement électronique – Essais pour la CEI 60917 et la CEI 60297 – Partie 3: Essais de performance du blindage électromagnétique pour les baies et les bacs à cartes*

IEC 61643-11, *Parafoudres basse tension – Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes basse tension – Exigences et méthodes d'essai*

IEC 61643-12, *Parafoudres basse tension – Partie 12: Parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension – Principes de choix et d'application*

IEC 61643-21, *Parafoudres basse tension – Partie 21: Parafoudres connectés aux réseaux de signaux et de télécommunications – Prescriptions de fonctionnement et méthodes d'essai*

IEC 61643-22, *Parafoudres basse tension – Partie 22: Parafoudres connectés aux réseaux de signaux et de télécommunications – Principes de choix et d'application*

IEC 61936-1, *Installations électriques en courant alternatif de puissance supérieure à 1 kV – Partie 1: Règles communes*

IEC TS 61936-2, *Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1,5 kV d.c. – Part 2: d.c. (disponible en anglais seulement)*

IEC 62305-1:2010, *Protection contre la foudre – Partie 1: Principes généraux*

IEC 62305-2:2010, *Protection contre la foudre – Partie 2: Évaluation des risques*

IEC 62305-3:2010, *Protection contre la foudre – Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques humains*

IEC 62305-4:2010, *Protection contre la foudre – Partie 4: Réseaux de puissance et de communication dans les structures*

UIT-T K.20, *Immunité des équipements de télécommunication des centres de télécommunication aux surtensions et aux surintensités*

UIT-T K.21, *Immunité des équipements de télécommunication installés dans les locaux d'abonné aux surtensions et aux surintensités*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent. Toutefois, les définitions données dans l'IEC 62305-1, l'IEC 62305-2, l'IEC 62305-3 et l'IEC 62305-4 1 prévalent généralement.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

dispositif de capture

partie d'un SPF extérieur utilisant des éléments métalliques, tels que piquets, mailles ou fils tendus, pour intercepter les éclairs

3.2

raideur moyenne

courant de choc maximal I divisé par le temps de montée du choc T_1

Note 1 à l'article: Voir les définitions 3.2 et 3.4, ainsi que la Figure A.3.

3.3

barre d'équipotentialité

barre métallique sur laquelle les installations métalliques, les parties conductrices externes, les réseaux de puissance et de communication et autres câbles peuvent être connectés à un SPF

3.4

zone de collecte

A_d
aire de surface au sol dont la fréquence annuelle d'éclairs directs est identique à ladite structure

3.5

décharge de capture

décharge de foudre que développe une structure en réaction à un champ électrique externe imposé soit par un nuage ionisé à la verticale, soit par un traceur descendant au voisinage de la structure

3.6

résistance de terre conventionnelle

rapport des valeurs crêtes de la tension et du courant de la prise de terre, qui, en général, ne se produisent pas en même temps

3.7

protection coordonnée par parafoudres

parafoudres choisis, coordonnés et mis en œuvre de manière appropriée afin de constituer un réseau destiné à réduire les défaillances des réseaux de puissance et de communication

Note 1 à l'article: La coordination de la protection par parafoudres inclut les circuits de connexion destinés à assurer la coordination de l'isolement de réseaux complets.

3.8

conducteur de descente

partie d'un SPF extérieur destinée à conduire le courant de foudre du dispositif de capture à la prise de terre

3.9

éclair descendant

éclair initié par un traceur descendant du nuage vers le sol

Note 1 à l'article: Un éclair descendant comprend un premier choc qui peut être suivi de chocs ultérieurs. Un ou plusieurs chocs peuvent être suivis d'un coup de foudre de longue durée.

3.10

électrode de terre

élément ou ensemble d'éléments de la prise de terre assurant un contact électrique direct avec la terre et dissipant le courant de foudre dans cette dernière

3.11

prise de terre

partie d'un SPF extérieur destinée à conduire et à dissiper le courant de foudre à la terre

3.12

efficacité d'un SPF

nombre statistiquement observé d'impacts correctement interceptés (c'est-à-dire l'efficacité d'interception) et conduits en toute sécurité vers le sol, divisé par le nombre total d'impacts sur l'éolienne/pale observé (sur le terrain)

3.13

efficacité d'un SPF

nombre statistiquement observé d'essais de laboratoire satisfaisants divisé par le nombre total d'essais de laboratoire

3.14

hauteur

H

point le plus élevé qu'atteignent les pales d'une éolienne, c'est-à-dire la hauteur du moyeu plus le rayon du rotor

3.15

installation extérieure du système de protection contre la foudre

partie du SPF comprenant un dispositif de capture, un conducteur de descente et une prise de terre

Note 1 à l'article: Le conducteur de descente est souvent placé à l'intérieur des pales d'une éolienne.

3.16

charge d'éclair

Q_{FLASH}

valeur résultant de l'intégrale du temps du courant de foudre pendant la durée totale de l'éclair

3.17

temps de montée

T_1

paramètre virtuel défini comme 1,25 fois l'intervalle de temps entre les instants auxquels 10 % et 90 % de la valeur crête sont atteints

Note 1 à l'article: Voir la Figure A.3.

3.18

électrode de terre à fond de fouille

partie conductrice enfouie dans le sol sous les fondations d'un bâtiment ou, de préférence dans le béton des fondations d'un bâtiment, généralement en forme de boucle fermée

3.19

densité de foudroiement

N_G

nombre d'éclairs par kilomètre carré et par an dans la région d'emplacement de la structure

3.20

haute tension

tension supérieure à 1,0 kV en courant alternatif ou supérieure à 1,5 kV en courant continu

3.21

installation intérieure du système de protection contre la foudre

partie du SPF comprenant les liaisons équipotentielle de foudre et/ou l'isolation électrique d'un SPF extérieur

Note 1 à l'article: La conformité à la distance de séparation et la réduction des effets électromagnétiques du courant de foudre au sein de la structure à protéger peuvent être considérées comme faisant partie intégrante d'une installation intérieure du système de protection contre la foudre.

3.22

efficacité d'interception

probabilité d'interception du dispositif de capture d'un SPF avec un éclair

3.23

point de connexion du traceur

point de l'entrefer entre l'objet en essai et l'électrode HT auquel se rejoignent le traceur positif et le traceur négatif et auquel la décharge a lieu

3.24

courant de foudre

i

courant circulant au niveau du point d'impact

3.25

impulsion électromagnétique de foudre

IEMF

ensemble des effets électromagnétiques du courant de foudre par couplage résistif, inductif et capacitif qui créent des chocs et des champs électromagnétiques rayonnés

3.26

liaison équipotentielle de foudre

EB

interconnexion des parties métalliques séparées d'un SPF par des connexions conductrices directes ou par des parafoudres réduisant les différences de potentiel engendrées par le courant de foudre

Note 1 à l'article: L'abréviation "EB" est dérivée du terme anglais développé correspondant "equipotential bonding".

3.27

éclair frappant une éolienne

éclair frappant une structure

éclair frappant une structure (une éolienne) à protéger

3.28**éclair frappant la terre**

décharge électrique d'origine atmosphérique entre un nuage et la terre, consistant en un ou plusieurs coups de foudre

Note 1 à l'article: Un éclair négatif réduit la charge négative entre le nuage d'orage et la terre. Un éclair positif transfère la charge positive entre le nuage d'orage et la terre.

3.29**niveau de protection contre la foudre****NPF**

nombre lié à un ensemble de valeurs de paramètres du courant de foudre et relatif à la probabilité de non-dépassement des valeurs de conception associées minimales et maximales lorsque la foudre apparaît de manière naturelle

Note 1 à l'article: Le niveau de protection contre la foudre permet de prévoir des mesures de protection selon l'ensemble approprié de paramètres du courant de foudre.

3.30**système de protection contre la foudre****SPF**

installation complète permettant de réduire les dommages physiques dus aux éclairs frappant une structure

Note 1 à l'article: Le système de protection contre la foudre comprend à la fois une installation extérieure et une installation intérieure, mais non les mesures prises visant à protéger les installations intérieures contre les effets de l'IEMF.

3.31**zone de protection contre la foudre****ZPF**

zone dans laquelle l'environnement électromagnétique de foudre est défini

Note 1 à l'article: Les frontières d'une ZPF ne sont pas nécessairement physiques (par exemple, parois, plancher et plafond).

3.32**coup de foudre**

décharge électrique simple lors d'un éclair frappant la terre

3.33**ligne**

réseau de puissance ou de communication connecté à la structure à protéger

3.34**coup de foudre de longue durée**

partie de l'éclair correspondant à un courant de suite

Note 1 à l'article: La durée T_{LONG} de ce courant de suite est généralement supérieure à 2 ms et inférieure à 1 s (voir la Figure A.4).

3.35**blindage magnétique**

grillage métallique fermé ou écran continu entourant la structure à protéger, ou une partie de celle-ci, afin de réduire les défaillances des réseaux de puissance et de communication

Note 1 à l'article: L'affaiblissement du champ magnétique assure l'effet de protection d'un blindage magnétique.

3.36**installations métalliques**

éléments métalliques étendus présents dans la structure et qui peuvent former un trajet du courant de foudre, tels que le socle de la nacelle, les guides et câbles d'ascenseur, les échelles et plates-formes, ainsi que les armatures d'acier interconnectées

3.37**coups de foudre multiples**

éclair comprenant un nombre moyen de 3 à 4 coups de foudre, avec un intervalle de temps typique entre ces derniers d'environ 50 ms

Note 1 à l'article: Des phénomènes pouvant avoir jusqu'à plusieurs dizaines de coups de foudre avec des intervalles de temps entre ces derniers de 10 ms à 250 ms, ont été observés.

3.38**composant naturel du SPF**

composant conducteur non installé spécifiquement pour la protection contre la foudre, mais qui peut être utilisé en complément du SPF ou qui peut dans certains cas remplir la fonction d'une ou de plusieurs parties du SPF

Note 1 à l'article: Des exemples d'utilisation de ce terme incluent:

- des capteurs naturels;
- des conducteurs de descente naturels;
- des électrodes de mise à la terre naturelles.

3.39**fréquence des événements dangereux dus aux éclairs frappant une structure**

N_D

nombre annuel moyen prévisible des événements dangereux dus aux éclairs frappant une structure

3.40**valeur crête**

I

valeur maximale du courant de foudre

3.41**point d'impact**

point auquel un éclair frappe la terre ou un objet saillant (par exemple, une structure, un système de protection contre la foudre (SPF), une ligne, un arbre)

Note 1 à l'article: Un éclair peut avoir plusieurs points d'impact.

3.42**récepteur**

composant d'un dispositif de capture des pales d'une éolienne, par exemple, des tiges métalliques discrètes traversant la surface des pales reliées à un conducteur de descente

3.43**risque**

R

perte annuelle moyenne probable due à la foudre, mesurée sur une structure ou dans une zone déterminée de celle-ci

3.44**distance de séparation**

distance nécessaire entre un conducteur véhiculant un courant de foudre partiel et d'autres parties conductrices afin d'éviter toute étincelle dangereuse

3.45**distance de sécurité individuelle**

distance de séparation minimale telle que définie dans l'IEC 62305-3 afin d'éviter que les personnes présentes dans l'éolienne ne soient exposées à des contournements non contrôlés

3.46**coup de foudre de courte durée**

partie de l'éclair correspondant à un courant de choc

Note 1 à l'article: Ce courant présente un temps T_2 jusqu'à mi-valeur du courant de crête sur la queue généralement inférieur à 2 ms (voir la Figure A.3).

Note 2 à l'article: Pour les réseaux de puissance, un courant d'essai adapté I_n est défini dans la méthode d'essai de Classe II de l'IEC 61643-11.

3.47**énergie spécifique**

W/R

valeur résultant de l'intégrale du temps du carré du courant de foudre pendant la durée totale de l'éclair

Note 1 à l'article: Elle représente l'énergie dissipée par le courant de foudre dans une résistance unitaire.

3.48**choc**

onde transitoire créant une surtension et/ou une surintensité due à l'IEMF

Note 1 à l'article: Les chocs dus à l'IEMF peuvent se produire à partir de courants de foudre (partiels) et des effets d'induction dans les boucles d'installation, ainsi que sous la forme de chocs résiduels en aval d'un parafoudre.

Note 2 à l'article: Les chocs peuvent se produire à partir d'autres sources telles que des manœuvres ou des fusibles en fonctionnement.

3.49**mesures de protection contre les surtensions****SPM**

mesures prises pour protéger les réseaux internes contre les effets de l'IEMF

Note 1 à l'article: Il s'agit d'une partie de la protection générale contre la foudre.

Note 2 à l'article: L'abréviation "SPM" est dérivée du terme anglais développé correspondant "surge protection measures".

3.50**parafoudre****SPD**

dispositif conçu pour limiter les surtensions transitoires et évacuer les courants de choc. Il comporte au moins un composant non linéaire

Note 1 à l'article: Un parafoudre (SPD) est un ensemble complet disposant de moyens de connexion appropriés.

Note 2 à l'article: L'abréviation "SPD" est dérivée du terme anglais développé correspondant "surge protective device".

3.51**risque tolérable**

R_T

valeur maximale du risque qui peut être tolérée pour la structure à protéger

3.52**éclair ascendant**

éclair initié par un traceur ascendant d'une structure mise à la terre vers le nuage

Note 1 à l'article: Un éclair ascendant comprend un premier coup de foudre de longue durée avec ou sans chocs multiples superposés. Un ou plusieurs chocs peuvent être suivis d'un coup de foudre de longue durée.

3.53

niveau de protection en tension

U_P

tension maximale à prévoir aux bornes du parafoudre, due à une contrainte de choc avec raideur de tension définie et une contrainte de choc à courant de décharge, d'amplitude et de forme d'onde données

Note 1 à l'article: Le niveau de protection en tension est indiqué par le fabricant et peut ne pas être inférieur à:

- la tension limite mesurée, déterminée pour la valeur de la tension d'amorçage sur le front d'onde (le cas échéant) et la tension limite mesurée, déterminée à partir des mesurages de tension résiduelle à des amplitudes jusqu'à I_n et/ou I_{imp} respectivement pour des essais de classe II et/ou de classe I;
- la tension limite mesurée, déterminée pour les mesurages des ondes combinées jusqu'à U_{oc} pour la classe d'essai III.

4 Symboles et unités

A_D	Zone de collecte des éclairs frappant une structure isolée
A_{Deff}	Zone de collecte effective des éclairs frappant une structure isolée avec hauteur effective
A_{DWF}	Zone de collecte des éclairs frappant un parc éolien
A_L	Zone de collecte des éclairs frappant une ligne de service
A_I	Zone de collecte des éclairs frappant à proximité d'une ligne de service
A_M	Zone d'influence des éclairs frappant à proximité d'une structure
C_s	Chaleur latente de fusion
C_t	Valeur monétaire totale de la structure
C_w	Capacité thermique
C	Valeur moyenne de perte potentielle
C_E	Facteur d'environnement
C_D	Facteur de localisation
C_{DWL}	Facteur de localisation dû à l'activité de la foudre en période hivernale
C_{DC}	Facteur de localisation dû à la complexité du terrain local
C_{DH}	Facteur de localisation dû à l'altitude
C_T	Facteur de correction d'un transformateur HT/BT sur la ligne de service
D_{1D}	Choc électrique résultant d'un coup de foudre direct sur les humains
D_{1T}	Choc électrique frappant les humains, résultant d'un couplage résistif et inductif
D_2	Étincelle dangereuse déclenchant un incendie ou une explosion
D_3	Chocs dus à toutes les sources de dommage
H	Hauteur de l'éolienne
H_{eff}	Hauteur de l'éolienne y compris les variations du terrain local
h_z	Facteur qui renforce la perte en cas de danger particulier effectif
i	Courant
I	Courant de crête
I_n	Courant d'essai nominal; courant de décharge
I_t	Courant circulant dans le blindage des câbles
I_{imp}	Courant d'essai de choc

IC	Éclair nuage-nuage
di/dt	Dérivée temporelle du courant, raideur moyenne
$di/dt_{30/90} \%$	Raideur du front de courant entre des points d'amplitude de crête de 30 % et de 90 %
L_{AD}	Perte relative à une blessure ou lésion occasionnée aux humains par un choc électrique résultant d'un coup de foudre direct sur ces derniers (éclairs frappant une structure)
L_{AT}	Perte relative à une blessure ou lésion occasionnée aux humains par un choc électrique résultant d'un couplage résistif et inductif (éclairs frappant une structure)
L_B	Perte relative à un dommage physique occasionné à une structure (éclairs frappant une structure)
L_C	Perte relative à la défaillance des réseaux internes (éclairs frappant une structure)
L_D	Rapport moyen type des personnes blessées par un coup de foudre direct sur le nombre total de personnes exposées dans la zone, en raison d'un événement dangereux
L_{F1}	Rapport moyen type des personnes blessées par un incendie ou une explosion sur le nombre total de personnes présentes dans la zone, en raison d'un événement dangereux
L_{F2}	Rapport moyen type de dommages physiques d'importance sociale dus à un incendie ou une explosion sur le nombre maximal de dommages d'importance sociale dans la zone, en raison d'un événement dangereux
L_M	Perte relative à la défaillance des réseaux internes (éclairs frappant à proximité d'une structure)
L_O	Rapport moyen type des personnes blessées par la défaillance des réseaux internes sur le nombre total de personnes présentes dans la zone, en raison d'un événement dangereux
L_T	Rapport moyen type des personnes blessées par des tensions de contact et de pas sur le nombre total de personnes présentes dans la zone, en raison d'un événement dangereux
L_{UT}	Perte relative à une blessure ou lésion occasionnée aux humains par un choc électrique résultant d'un couplage résistif et inductif (éclairs frappant une ligne)
L_V	Perte relative à un dommage physique occasionné à une structure (éclairs frappant une ligne)
L_W	Perte relative à la défaillance des réseaux internes (éclairs frappant une ligne)
L_X	Perte due à des dommages
L_Z	Perte relative à la défaillance des réseaux internes (éclairs frappant à proximité d'une ligne)
L_1	Blessure ou lésion occasionnée à des êtres vivants
L_2	Dommage physique occasionné à la structure et son contenu
L_3	Défaillance des réseaux de puissance et de communication
N_D	Nombre annuel d'événements dangereux dus aux éclairs frappant une structure
N_X	Nombre annuel d'événements dangereux
N_d	Nombre d'événements dangereux dus aux éclairs frappant une structure
N_M	Nombre d'événements dangereux dus aux éclairs frappant à proximité d'une structure
N_L	Nombre d'événements dangereux dus aux éclairs frappant à proximité d'une

	ligne
N_L	Nombre d'événements dangereux dus aux éclairs frappant une ligne
$N_{d,x}$	Nombre annuel d'éclairs frappant une structure à l'extrémité "X" d'une ligne
N_G	Densité de foudroiement annuelle
$N_{G\ LLS}$	Densité de foudroiement obtenue à partir du système de localisation de la foudre
$N_{Gcorrected}$	Densité de foudroiement corrigée obtenue à partir du système de localisation de la foudre
N_{SG}	Densité annuelle des points d'impact de foudre au sol
N_t	Densité totale (éclair nuage-sol + éclair nuage-nuage) annuelle des éclairs optiques
P_{AT}	Probabilité qu'un éclair frappant une structure génère une tension de contact et de pas dangereuse
P_{AD}	Probabilité qu'un éclair frappant une structure impacte une personne
P_B	Probabilité de dommage physique occasionné à une structure (éclairs frappant une structure)
P_C	Probabilité de défaillance des réseaux internes (éclairs frappant une structure)
P_{LD}	Probabilité que des éclairs frappant une ligne de service provoquent la défaillance des réseaux internes
P_{LI}	Probabilité que des éclairs frappant à proximité d'une ligne de service provoquent la défaillance des réseaux internes
P_M	Probabilité de défaillance des réseaux internes (éclairs frappant à proximité d'une structure)
P_{SPD}	Probabilité d'endommagement d'un appareil, malgré une protection coordonnée par parafoudres
P_U	Probabilité de blessure ou lésion occasionnée aux humains par un choc électrique (éclairs frappant une ligne connectée)
P_V	Probabilité de dommage physique occasionné à une structure, Probabilité de défaillance des réseaux internes (éclairs frappant une ligne connectée)
P_W	Probabilité de défaillance des réseaux internes (éclairs frappant une ligne connectée)
P_X	Probabilité de dommage
P_Z	Probabilité de défaillance des réseaux internes (éclairs frappant à proximité d'une ligne connectée)
r_t	Facteur de réduction associé au type de sol de surface
r_f	Facteur réduisant la perte due à un dommage physique selon le risque d'incendie
r_p	Facteur réduisant la perte due à un dommage physique selon les dispositions prises
R	Risque
r	Rayon de la sphère fictive
R_S	Résistance du blindage de câble par unité de longueur
R_T	Risque tolérable
R_X	Composante de risque pour une structure
S	Espacement entre les piquets de terre
T_p	Durée annuelle en heures de présence de personnes en un lieu dangereux
t ou T	Temps

Δt	Intervalle de temps
T_X	Paramètre de temps
t_{long}	Durée d'un coup de foudre de longue durée
u_a, u_c	Chute de tension anodique ou cathodique
U_C	Tension entre le blindage et les fils de câble
U_W	Tension de tenue aux chocs
U_p	Niveau de protection en tension
Q	Charge du courant de foudre
Q_{flash}	Charge d'éclair
Q_{short}	Charge de coup de foudre de courte durée
Q_{long}	Charge de coup de foudre de longue durée
W/R	Énergie spécifique
Z_T	Impédance de transfert
α	Coefficient de température de la résistance (1/K)
γ	Densité des matériaux
μ_0	Perméabilité de l'air (vide)
Φ	Flux magnétique
ρ	Résistivité
ρ_0	Résistance ohmique spécifique à la température ambiante
θ	Température
θ_0	Température de départ
θ_s	Température de fusion
θ_u	Température ambiante
A	Ampère
C	Coulomb
°C	Degrés Celsius
H	Henry
K	Kelvin
S	Siemens
g	Gramme
Hz	Hertz
J	Joule
m	Mètre
Ω	Ohm
s	Seconde
V	Volt
Wb	Weber
W	Watt

5 Termes abrégés

AC	alternating current (courant alternatif)
CFRP	carbon fibre reinforced plastic (plastique renforcé par fibres de carbone)
CG	cloud to ground lightning (éclair nuage-sol)
DE	detection efficiency (capacité de détection)
EB	lightning equipotential bonding (liaison équipotentielle de foudre)
EGM	electro geometrical model (modèle électrogéométrique)
CEM	compatibilité électromagnétique
GFRP	glass fibre reinforced plastic (plastique renforcé par fibres de verre)
IC	intra cloud lightning (éclair nuage-nuage)
IEMF	impulsion électromagnétique de foudre
LLS	lightning location system (système de localisation de la foudre)
LPE	lightning protection environment (environnement de protection contre la foudre)
NPF	niveau de protection contre la foudre
SPF	système de protection contre la foudre
ZPF	zone de protection contre la foudre
BT	basse tension
HT	haute tension
OCPD	overcurrent protection device (dispositif de protection contre les surintensités)
PE	protective earth (terre de protection)
AQ	système d'assurance qualité
SCIG	squirrel cage induction generator (générateur à cage d'écureuil)
SEMP	switching electromagnetic impulse (impulsion électromagnétique de manœuvre)
SPD	surge protective device (parafoudre)
SPM	surge protection measures (mesures de protection contre les surtensions)
WRIG	wound rotor induction generator (générateur à rotor bobiné)
WTG	wind turbine generator (aérogénérateur)

6 Environnement de foudre applicable aux éoliennes

6.1 Généralités

L'environnement de foudre applicable aux éoliennes en matière de valeurs de paramètres du courant de foudre à utiliser pour le dimensionnement, l'analyse et les essais des systèmes de protection contre la foudre est défini dans l'IEC 62305-1.

L'Annexe A informative traite du phénomène de la foudre par rapport aux éoliennes.

6.2 Paramètres de courant de foudre et niveaux de protection contre la foudre (NPF)

L'IEC 62305-1 présente quatre niveaux de protection contre la foudre (I à IV). Un ensemble de paramètres de courant de foudre maximal et minimal est défini pour chaque NPF.

La probabilité de non-dépassement des valeurs maximales des paramètres de courant de foudre appropriés au NPF I est de 99 %. Les valeurs maximales des paramètres de courant de foudre appropriés au NPF I sont réduites à 75 % pour le NPF II et à 50 % pour les NPF III et IV (linéaires pour I , Q et di/dt , mais quadratiques pour W/R). Les paramètres de temps ne sont pas modifiés.

Tableau 1 – Valeurs maximales des paramètres de courant de foudre selon le NPF (adapté de l'IEC 62305-1)

Paramètres de courant		Symbole	Unité	NPF			
				I	II	III	IV
Premier coup de foudre de courte durée positif	Courant de crête	I	kA	200	150	100	
	Charge	Q_{SHORT}	C	100	75	50	
	Énergie spécifique	W/R	MJ / Ω	10	5,6	2,5	
	Paramètres de temps	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	10/350			
Premier coup de foudre de courte durée négatif ^a	Courant de crête	I	kA	100	75	50	
	Raideur moyenne	di/dt	kA / μs	100	75	50	
	Paramètres de temps	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	1/200			
Coup de foudre de courte durée suivant	Courant de crête	I	kA	50	37,5	25	
	Raideur moyenne	di/dt	kA / μs	200	150	100	
	Paramètres de temps	T_1 / T_2	$\mu\text{s} / \mu\text{s}$	0,25 / 100			
Coup de foudre de longue durée	Charge	Q_{LONG}	C	200	150	100	
	Paramètre de temps	T_{LONG}	s	0,5			
Éclair	Charge	Q_{FLASH}	C	300	225	150	

^a Le premier coup de foudre négatif concerne uniquement les calculs et non les essais.

Les valeurs maximales des paramètres de courant de foudre pour les différents niveaux de protection contre la foudre sont données dans le Tableau 1 et servent à la conception des composants de protection contre la foudre (par exemple, section des conducteurs, épaisseur des tôles, capacité de charge de courant des parafoudres, isolation par rapport à une étincelle dangereuse). Ces valeurs servent également à définir des paramètres d'essai simulant les effets de la foudre sur ces composants (voir l'Annexe D et l'IEC 62305-1).

Pour les éoliennes installées dans certaines zones géographiques dans lesquelles elles sont exposées à de très nombreux éclairs ascendants, particulièrement en hiver, le renforcement de la durabilité exigée des dispositifs de capture (par exemple, des récepteurs) au-delà du niveau de protection contre la foudre I, $Q_{\text{flash}} = 300$ C, peut s'avérer pertinent par rapport à la charge d'éclair. Ce paramètre détermine effectivement l'usure (fusion) des matériaux et influe par conséquent sur la nécessité d'une maintenance des dispositifs de capture, éclateurs, etc. (c'est-à-dire les composants soumis à une érosion due à une formation d'arc). Sur les sites exposés à la foudre en période hivernale, les niveaux de charge peuvent atteindre $Q_{\text{flash}} = 600$ C en raison de la foudre ascendante au cours de cette période. De plus, il est nécessaire de tenir compte de l'exposition et de ce fait du nombre d'incidents observés entre les opérations de maintenance (voir l'Article 7 et l'Annexe B pour de plus amples informations). Le Tableau D.2 indique les paramètres de courant d'essai pour la foudre en période hivernale).

Bien que déduits pour des applications de protection contre la foudre sur terre, les paramètres de courant de foudre donnés dans le Tableau 1 doivent également être utilisés pour des éoliennes en mer, étant donné qu'il n'est pas avéré qu'ils sont véritablement différents pour des applications en mer.

NOTE 1 La protection contre la foudre dont les valeurs maximale et minimale dépassent celles adaptées au NPF I nécessite des mesures plus efficaces, qui peuvent être choisies sur une base individuelle, tout en suivant toutefois le présent document (en matière de recommandations et d'essais de conception).

NOTE 2 La brochure Cigré 549, *Lightning Parameters for Engineering Applications*, (Paramètres de courant de foudre pour applications techniques) (2013), fournit des informations concernant la foudre descendante [1]¹.

NOTE 3 La base statistique de la valeur 600C qui représente le 99^e percentile de la charge de la foudre ascendante en période hivernale figure dans le document [2].

Les valeurs minimales de l'amplitude du courant de foudre pour les différents NPF permettent de déduire le rayon de la sphère fictive afin de définir la zone de protection contre la foudre ZPF θ_B , non exposée à la jointure de la foudre. Les valeurs minimales des paramètres de courant de foudre, ainsi que le rayon de la sphère fictive sont donnés dans le Tableau 2. Ces valeurs servent au positionnement du dispositif de capture et permettent de définir la zone de protection contre la foudre ZPF θ_B .

Tableau 2 – Valeurs minimales des paramètres de courant de foudre et rayon de la sphère fictive associé correspondant au NPF (adapté de l'IEC 62305-1)

Critères d'interception			NPF			
	Symbole	Unité	I	II	III	IV
Courant de crête minimal	I	kA	3	5	10	16
Rayon de la sphère fictive	r	m	20	30	45	60

7 Évaluation de l'exposition à la foudre

7.1 Généralités

L'évaluation de l'exposition à la foudre permet de déterminer deux éléments:

- 1) Le NPF nécessaire à une exposition particulière, définissant l'exigence de conception maximale et les niveaux d'essai pour les essais de vérification définis à l'Annexe D.
- 2) L'occurrence annuelle des événements de foudre servant à définir la durée de vie exigée des composants et sous-systèmes d'usure. L'effet attendu (occurrence et sévérité) doit être aligné sur les intervalles d'inspection, de maintenance et de remplacement.

Lorsque le NPF I est choisi pour la conception par défaut, il n'est pas nécessaire que l'évaluation de l'exposition au risque inclue cette partie. Seule l'évaluation de l'exposition annuelle de l'éolienne et du site, et seule l'appréciation du risque de blessure ou lésion occasionnée à des êtres vivants doivent être réalisées et documentées. Se reporter à l'Annexe K pour des recommandations relatives à la classification du dommage occasionné par la foudre sur la base de la gestion des risques.

Les éoliennes sont des structures de grande taille souvent installées de telle sorte qu'elles sont très exposées à la foudre. Il est admis depuis bien longtemps qu'une protection des éoliennes contre la foudre est généralement nécessaire comme mesure de précaution contre les pertes financières dues à un dommage et la perte de revenus, comme mesure de protection contre les dangers aux êtres vivants (principalement le personnel d'entretien) et comme moyen de réduction de la maintenance exigée.

La conception de tout système de protection contre la foudre doit tenir compte du risque que des éclairs frappent et/ou endommagent la structure concernée. Un dommage occasionné par la foudre sur une éolienne non protégée peut prendre la forme d'un dommage causé aux pales, aux parties mécaniques et aux réseaux de puissance et de commande. Par ailleurs, les personnes présentes à l'intérieur et au voisinage des éoliennes sont exposées à des dangers dus aux tensions de pas/contact ou aux explosions et incendies provoqués par un éclair.

¹ Les chiffres entre crochets se réfèrent à la Bibliographie.

L'objectif de tout système de protection contre la foudre est de réduire les dangers à un niveau tolérable R_T . Le niveau tolérable est fondé sur un risque acceptable lorsque la sécurité des individus est en jeu. Si le risque est inférieur au niveau acceptable pour les humains, la nécessité d'une protection supplémentaire peut alors reposer sur une analyse purement économique, effectuée par une évaluation du coût du système de protection contre la foudre par rapport au coût du dommage qu'il empêche pendant une certaine durée.

La responsabilité de l'identification de la valeur du risque tolérable incombe à l'autorité compétente. Une valeur représentative du risque tolérable R_T , avec lequel les éclairs peuvent entraîner un risque de perte de vie humaine ou de blessures ou lésions permanentes est 10^{-5} année⁻¹.

NOTE 1 Les valeurs de risque tolérable sont données dans l'IEC 62305-2.

Le risque de jointure des éclairs avec toute structure dépend de la hauteur de la structure, de la topographie locale et du niveau local de l'activité de la foudre. Les risques associés à la foudre peuvent être appréciés de manière détaillée conformément à l'IEC 62305-2.

L'évaluation de la fréquence de la foudre, telle que le décrit 7.2, suit les principes décrits dans l'IEC 62035-2.

Les prévisions des risques liés à la foudre exigent d'évaluer les éclairs frappant les éoliennes ou frappant à leur proximité, ainsi que les lignes de service qui y sont associées. L'évaluation des éclairs directs frappant les éoliennes a fait l'objet de débats au cours des dernières années. La prévision du nombre d'éclairs frappant les éoliennes dans un parc éolien est difficile en raison de l'influence élevée de la topographie et de l'activité de la foudre locales. En outre, les éoliennes sont exposées à la fois à la foudre descendante et à la foudre ascendante selon des pourcentages différents à des emplacements différents. Une méthodologie permettant d'estimer le nombre total d'éclairs frappant les éoliennes d'un parc éolien, ainsi que le pourcentage d'éclairs ascendants est décrite à l'Article B.2.

Il convient de collecter dans toute la mesure du possible les informations concernant les conditions de foudre locales (par exemple, aux emplacements auxquels la foudre ascendante peut poser une menace particulière, comme en montagne et dans les zones soumises à la foudre en période hivernale).

NOTE 2 L'Annexe B comporte les informations concernant l'occurrence de la foudre en période hivernale à l'échelle mondiale.

À titre de mise en garde, l'exactitude d'une appréciation du risque de ce type ne prévaudra jamais sur les informations saisies pour le calcul, et par ailleurs, en raison du caractère probabiliste de l'appréciation, des moyennes statistiques que sont les informations liées à une situation de foudre et de la nature stochastique de la foudre elle-même, il convient que l'utilisateur n'attende pas une prévision à court terme présentant une grande exactitude du nombre d'événements de foudre pour des éoliennes ou des parcs éoliens individuels. Toutefois, une appréciation du risque permet d'évaluer la réduction du risque réalisée par application de la protection contre la foudre et permet également de comparer les risques pour différents projets d'éoliennes. L'Annexe B fournit de plus amples informations détaillées.

7.2 Évaluation de la fréquence de la foudre affectant une seule éolienne ou un groupe d'éoliennes

7.2.1 Catégorisation des événements de foudre

Le nombre annuel moyen d'événements dangereux qui peuvent menacer une éolienne peut être réparti en:

- N_D en raison des éclairs frappant l'éolienne [année⁻¹];
- N_M en raison des éclairs frappant à proximité de l'éolienne (dans un rayon de 350 m) [année⁻¹];

- N_L en raison des éclairs frappant les lignes de service connectées à l'éolienne, c'est-à-dire les câbles de puissance et de communication connectés à l'éolienne [année⁻¹];
- N_I en raison des éclairs frappant à proximité des lignes de service connectées à l'éolienne, c'est-à-dire les câbles de puissance et de communication connectés à l'éolienne [année⁻¹];
- N_{DJ} en raison des éclairs frappant une éolienne adjacente ou une autre structure également adjacente à l'extrémité ultime des lignes de service connectées à l'éolienne concernée [année⁻¹].

7.2.2 Estimation du nombre moyen d'éclairs frappant une seule éolienne ou un groupe d'éoliennes

7.2.2.1 Généralités

L'effet des éclairs à plusieurs points d'impact de foudre au sol consiste à doubler les valeurs de la densité de foudroiement N_G , conformément à l'IEC 62858 et de ce fait:

$$N_{SG} = 2N_G \quad (1)$$

où

N_{SG} est la densité des points d'impact de foudre au sol [km⁻²·année⁻¹];

N_G est la densité de foudroiement [km⁻²·année⁻¹].

NOTE Certains systèmes de localisation de la foudre (LLS) peuvent donner directement N_{SG} .

La fréquence annuelle moyenne de jointure des éclairs avec une éolienne ou un groupe d'éoliennes peut être évaluée comme suit:

$$N_D = N_{SG} \cdot A_D \cdot C_D \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

où

N_{SG} est la densité des points d'impact de foudre au sol par km² et par an

A_D est la zone de collecte équivalente de la structure [m²];

C_D est le facteur de localisation de la structure.

NOTE Dans les régions dans lesquelles sont présentes des structures isolées de grande taille, une évaluation de plus grande exactitude de N_D peut être recommandée. De plus amples informations peuvent être fournies par les comités nationaux.

Une description détaillée de chacun des paramètres qui composent l'Équation (2) est donnée en 7.2.2.3 et 7.2.2.4.

Il est très important de constater, avant de décrire les différents paramètres, que dans le cas de conditions environnementales complexes, des erreurs de prévision conséquentes peuvent se produire du fait de l'augmentation de la zone de collecte (par la hauteur effective) ou du facteur de localisation. Des lignes directrices concernant la méthode d'estimation du nombre moyen d'éclairs sont fournies à l'Article B.2.

7.2.2.2 Densité de foudroiement moyenne annuelle N_G

Lors de l'évaluation de la fréquence des éclairs frappant une structure, il est nécessaire de collecter des données qui détaillent la densité de foudroiement locale (N_G).

NOTE 1 Les structures hautes et autonomes, en particulier, peuvent altérer la densité de foudroiement au sol dans leur environnement immédiat. Le concepteur peut effectuer d'autres recherches auprès du fournisseur du LLS.

Dans les régions ne comportant pas de systèmes de localisation de la foudre au sol ou de compteurs d'éclairs, l'estimation recommandée (avec une exactitude limitée) de la densité de foudroiement dans les régions à climat tempéré est la suivante

$$N_G = 0,25 \cdot N_t \quad (3)$$

où N_t est la densité totale (éclair nuage-sol + éclair nuage-nuage) des éclairs optiques par km^2 et par an, obtenue sur le site Web de la NASA [3].

NOTE 2 Dans la plupart des régions du monde, une indication de l'activité de la foudre peut être obtenue sur la base des observations des transitoires optiques de foudre. Les capteurs à satellites répondent à tous les types de foudre avec une couverture relativement uniforme dans toutes les régions. Les données de densité des transitoires optiques, permettant un calcul de la moyenne suffisant, fournissent de meilleures estimations de la densité de foudroiement que les observations du tonnerre, qui comportent de nombreuses relations différentes entre la densité de foudroiement et les heures ou les jours d'orage. Il existe également des variations régionales du rapport des éclairs au sol (CG) sur le nombre total d'éclairs (CG + IC).

Les fournisseurs de données du système de localisation de la foudre (LLS) peuvent communiquer une densité de foudroiement locale (N_G) avec une plus grande exactitude. Lorsqu'une plus grande exactitude est exigée, la correction suivante de la densité de foudroiement locale (N_G) est nécessaire:

$$N_{G\text{corrected}} = \frac{N_{G\text{LLS}}}{DE} \quad (4)$$

où

$N_{G\text{corrected}}$ est la densité de foudroiement moyenne annuelle corrigée compte tenu de la capacité de détection du LLS [$\text{km}^{-2} \cdot \text{année}^{-1}$]

$N_{G\text{LLS}}$ est le nombre moyen annuel d'éclairs au sol ou la densité de foudroiement moyenne annuelle obtenu(e) à partir du LLS [$\text{km}^{-2} \cdot \text{année}^{-1}$];

DE est la capacité de détection des éclairs ou des décharges par unité du réseau LLS dans la région concernée [p.u.].

NOTE 3 Généralement, un LLS type ne détecte pas les courants de longue durée circulant dans les éclairs ascendants sans courants de choc superposés. Seuls les coups de foudre des éclairs ascendants avec courants de choc peuvent être détectés par un LLS. De ce fait, la capacité de détection du LLS pour les éclairs ascendants générés par les éoliennes est nettement inférieure à celui observé pour les éclairs descendants. Par conséquent, la densité de foudroiement au sol d'un LLS ne tient habituellement pas compte de tous les événements de foudre ascendants.

NOTE 4 La capacité de détection (DE - *detection efficiency*), peut faire l'objet d'une discussion avec le fournisseur de données du système de localisation de la foudre. Une capacité de détection de 1 peut être prise en compte pour une estimation simple et peu précise de ce paramètre.

NOTE 5 Des recommandations complémentaires concernant la méthode d'utilisation des systèmes de localisation de la foudre pour l'estimation des densités de foudroiement sont données dans l'IEC 62858.

7.2.2.3 Zone de collecte d'une seule éolienne et d'un groupe d'éoliennes A_D

La zone de collecte d'une structure est définie comme une aire de surface au sol dont la fréquence annuelle d'éclairs au sol est identique à ladite structure. Dans le cas des structures isolées, la zone de collecte équivalente est la zone délimitée par l'intersection entre la surface au sol et une droite présentant une pente de 1:3 ayant pour origine les parties supérieures de la structure (point de contact à ce niveau) et effectuant une rotation autour de cette dernière.

Il est recommandé de modéliser toutes les éoliennes comme un pylône de grande taille dont la hauteur est égale à la hauteur du moyeu plus un rayon de rotor. Cette modélisation est recommandée pour les éoliennes à tout type de pales y compris les pales constituées uniquement d'un matériau non conducteur tel que le plastique renforcé par fibres de verre.

La Figure 1 représente la zone de collecte produite par une éolienne installée sur un sol plat. Il s'agit clairement d'un cercle dont le rayon est égal à trois fois la hauteur de l'éolienne.

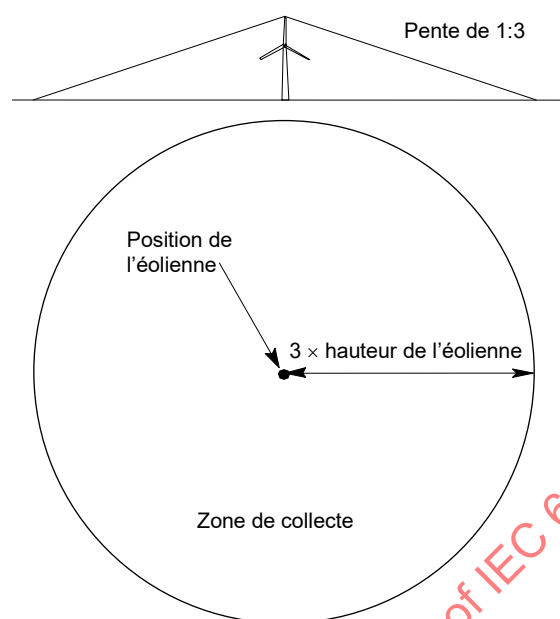


Figure 1 – Zone de collecte de l'éolienne

L'Équation (5) suivante peut par conséquent être utilisée pour l'estimation du nombre annuel d'éclairs frappant une seule éolienne installée sur un sol plat (c'est-à-dire $C_D = 1$).

$$N_D = N_{SG} \cdot A_D \cdot C_D \cdot 10^{-6} = N_{SG} \cdot 9\pi \cdot H^2 \cdot 10^{-6} \quad (5)$$

où

H est la hauteur de l'éolienne [m].

Il convient que la zone de collecte d'un parc éolien complet (A_{DWF}) tienne compte du chevauchement avec les éoliennes voisines. Dans ces cas, il convient de diviser simplement les zones de collecte entre les éoliennes au point d'intersection des droites à pente de 1:3 partant du sommet des éoliennes, sans tenir compte des différences de hauteur du terrain environnant. La Figure 2 présente un exemple général de zone de collecte pour un parc éolien constitué de 10 éoliennes représentées sous forme de points:

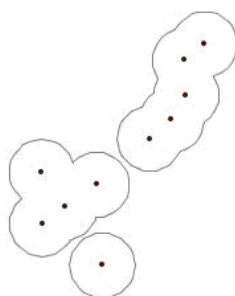


Figure 2 – Exemple de zone de collecte d'un parc éolien complet (A_{DWF}) avec 10 éoliennes (points noirs) compte tenu du chevauchement

7.2.2.4 Facteur de localisation C_D

Les parcs éoliens sont exposés à des conditions climatiques différentes dans des régions topographiques différentes. L'emplacement du parc éolien peut avoir une influence significative sur le nombre d'éclairs annuels moyens frappant les éoliennes. Certaines conditions contribuent à une augmentation des éclairs ascendants déclenchés par les éoliennes ou du nombre d'éclairs descendants. La topographie locale d'une montagne (forme de la montagne) et l'altitude peuvent avoir une influence significative sur le nombre total d'événements de foudre tant pendant les saisons chaudes que pendant les saisons froides. En outre, la foudre observée pendant la saison froide favorise la production d'éclairs ascendants par les structures de grande taille. Pour une estimation plus exacte de la fréquence annuelle moyenne de jointure des éclairs avec une éolienne ou un groupe d'éoliennes (N_D), il est recommandé d'augmenter le facteur de localisation afin de tenir compte de l'influence du climat et des effets topographiques locaux.

Il est difficile de quantifier les trois paramètres mentionnés précédemment (activité de la foudre en période hivernale, complexité du terrain et altitude effective) car ils peuvent varier de manière significative d'un site à l'autre (voir l'Annexe B pour de plus amples informations). Ce phénomène a pour origine les caractéristiques différentes des orages d'hiver en des lieux différents, et les terrains montagneux ou vallonnés peuvent présenter des formes et des hauteurs multiples. L'altitude à laquelle un parc éolien est installé et la hauteur centrale de charge en nuages peuvent également être importantes lors des orages d'hiver.

Les parcs éoliens en mer peuvent également augmenter la fréquence annuelle moyenne de jointure des éclairs avec une éolienne ou un groupe d'éoliennes (N_D), et il peut s'avérer nécessaire d'attribuer un facteur de localisation plus élevé.

7.2.3 Estimation du nombre annuel moyen d'éclairs frappant à proximité de l'éolienne (N_M)

Les éoliennes peuvent être menacées par des éclairs frappant à proximité de l'éolienne:

$$N_M = 0,5 \cdot N_{SG} \cdot A_M \cdot 10^{-6} \quad (6)$$

où

N_{SG} est la densité des points d'impact de foudre au sol par km² et par an;

A_M est la zone de collecte équivalente des éclairs frappant à proximité de la structure (m²).

La zone de collecte équivalente A_M s'étend sur une ligne située à une distance conventionnelle de 350 m par rapport au périmètre de la structure:

$$A_M = 350 \cdot 2 \cdot (L + W) + \pi \cdot 350^2 \quad (6.1)$$

Lorsqu'une protection contre la foudre appropriée est appliquée à une éolienne et aux lignes de service qui y sont connectées, il peut en être déduit par hypothèse que la protection inclut également une protection contre tout dommage occasionné à l'éolienne par les éclairs frappant le sol à proximité de celle-ci et par les éclairs frappant le sol à proximité des lignes de service connectées à l'éolienne.

NOTE N_M peut être négligé pour les éoliennes dont la hauteur totale est supérieure à 100 m. Dans ce cas, la distance conventionnelle de 350 m est habituellement couverte par des coups de foudre directs.

7.2.4 Estimation du nombre annuel moyen d'éclairs frappant les lignes de service connectées aux éoliennes (N_L)

Les éoliennes de grande taille sont généralement connectées à un système de collecte par câble de puissance à haute tension, ainsi qu'à un centre de commande externe au moyen d'un réseau de communication. Ces deux lignes de service peuvent être altérées par les éclairs susceptibles de les frapper ou de frapper à leur proximité (voir la Figure 3). Dans le

cas où le réseau de communication consiste en une connexion par fibres optiques (ce qui est recommandé), le risque d'endommagement du réseau par la foudre peut être négligé.

Le nombre d'éclairs frappant une ligne de service connectée à une éolienne peut être évalué conformément à l'Annexe A de l'IEC 62305-2 comme suit:

$$N_L = N_{SG} \cdot A_L \cdot C_I \cdot C_E \cdot C_T \cdot 10^{-6} \quad (7)$$

où

- N_L est le nombre de surtensions dont l'amplitude n'est pas inférieure à 1 kV (1/an) sur la section de ligne);
- N_{SG} est la densité des points d'impact de foudre au sol par km² et par an;
- A_L est la zone de collecte des éclairs frappant la ligne de service [m²]– voir Tableau 3;
- C_I est le facteur d'installation de la ligne: 1 pour une ligne aérienne, et 0,3 pour une ligne enfouie (voir l'IEC 62305-2 pour des valeurs plus différenciées de C_I);
- C_E est le facteur d'environnement: 1 pour les régions rurales;
- C_T est le facteur de type de ligne.

Le facteur de type de ligne $C_T = 1$ en l'absence de transformateur entre le point de jointure de la foudre et l'éolienne, et $C_T = 0,2$ en présence d'un transformateur. Dans la mesure où les éoliennes de grande taille contiennent habituellement un transformateur haute tension, un facteur $C_T = 0,2$ peut être déduit par hypothèse pour les câbles à moyenne tension assurant la connexion entre l'éolienne et le réseau (voir l'IEC 62305-2).

NOTE $N_L = 0$ pour les lignes de service sous-marines (câbles à haute tension et câbles de communication sous-marins).

7.2.5 Estimation du nombre annuel moyen d'éclairs frappant à proximité des lignes de service connectées à l'éolienne (N_I)

Le nombre d'éclairs frappant à proximité d'une ligne de service (c'est-à-dire à une distance suffisante pour altérer la ligne) peut être évalué comme suit:

$$N_I = 0,5 \cdot N_{SG} \cdot A_I \cdot C_I \cdot C_E \cdot C_T \cdot 10^{-6} \quad (8)$$

où

- N_I est le nombre de surtensions dont l'amplitude n'est pas inférieure à 1 kV (1/an) sur la section de ligne;
- N_{SG} est la densité des points d'impact de foudre au sol par km² et par an;
- C_I est le facteur d'installation de la ligne: 1 pour une ligne aérienne, et 0,3 pour une ligne enfouie; voir IEC 62305-2 pour des valeurs plus différenciées de C_I ;
- C_E est le facteur d'environnement: 1 pour les régions rurales;
- C_T est le facteur de type de ligne;
- A_I est la zone de collecte des éclairs frappant à proximité de la ligne de service [m²]– voir Tableau 3.

Le facteur de type de ligne $C_T = 1$ en l'absence de transformateur entre le point de jointure de la foudre et l'éolienne, et $C_T = 0,2$ en présence d'un transformateur. Dans la mesure où les éoliennes de grande taille contiennent habituellement un transformateur haute tension, un facteur $C_T = 0,2$ peut être déduit par hypothèse pour les câbles à moyenne tension assurant la connexion entre l'éolienne et le réseau (voir IEC 62305-2).

Tableau 3 – Zones de collecte A_L et A_I d'une ligne de service selon qu'elle est aérienne ou enfouie

	Ligne aérienne	Ligne enfouie
A_L	$(L_c - 3(H_a + H_b)) \sqrt{6 H_c}$	$(L_c - 3(H_a + H_b)) \sqrt{\rho}$
A_I	$1\,000 L_c$	$25 L_c \sqrt{\rho}$

L_c est la longueur de la ligne de service entre l'éolienne et la structure suivante de la ligne. Il convient par hypothèse de définir une valeur maximale $L_c = 1\,000$ m [m].
 H_a est la hauteur de l'éolienne connectée à l'extrémité "a" de la ligne de service [m].
 H_b est la hauteur de l'éolienne (ou autre structure) connectée à l'extrémité "b" de la ligne de service [m].
 H_c est la hauteur des conducteurs de la ligne de service au-dessus du sol [m].
 ρ est la résistivité du sol à l'emplacement d'enfouissement de la ligne de service [Ω m]. Il convient par hypothèse de définir une valeur maximale $\rho = 500$ Ω m.

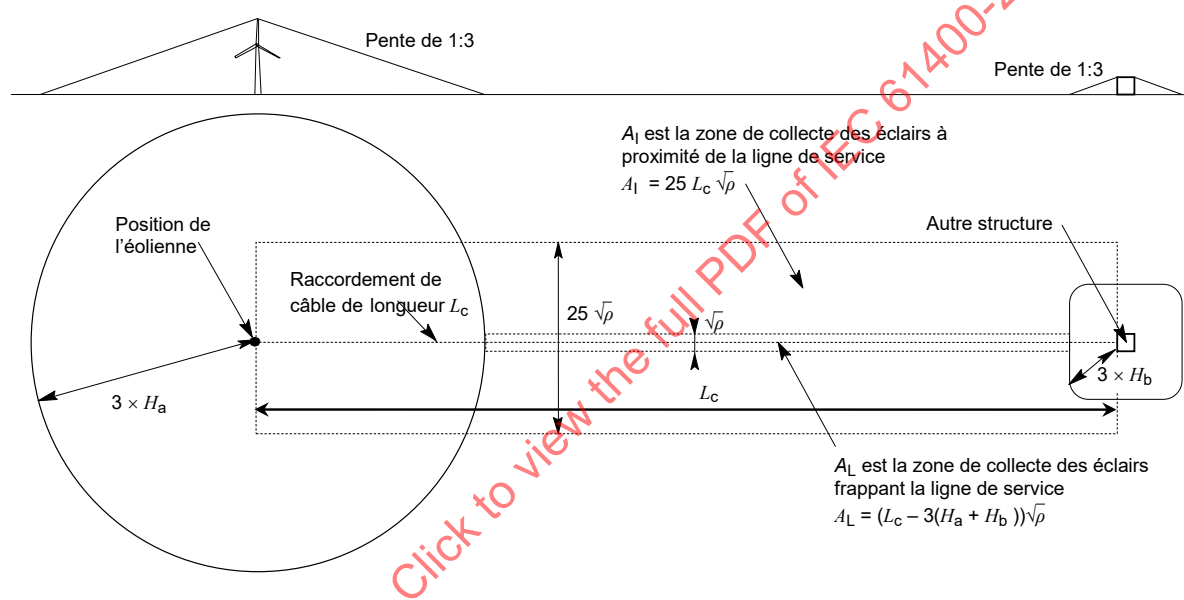


Figure 3 – Zone de collecte de l'éolienne de hauteur H_a et d'une autre structure de hauteur H_b connectées par un câble souterrain de longueur L_c

NOTE Dans les parcs éoliens, les zones de collecte des éoliennes voisines se chevauchent souvent. Dans ces cas, les zones de collecte peuvent simplement être divisées entre les éoliennes au point d'intersection des droites à pente de 1:3 partant du sommet des éoliennes.

7.3 Appréciation du risque de dommage

7.3.1 Équation de base

Le risque de foudre endommageant une installation d'éolienne et entraînant de ce fait des pertes financières peut être considéré comme la somme de nombreuses composantes de risque. Chaque composante de risque peut être exprimée par l'équation générale suivante

$$R_X = N_X \cdot P_X \cdot L_X \quad (9)$$

où

R_X est la composante de risque pour une structure (par exemple, pour l'éolienne);

N_X est le nombre annuel d'événements dangereux [année⁻¹];

P_X est la probabilité de dommage;

L_x est le nombre de pertes conséquentes.

Cette équation de base doit être utilisée pour l'appréciation du risque de dommage sur la base de la probabilité de dommage de différents types et les pertes conséquentes (voir l'Annexe B).

Une protection contre la foudre est nécessaire si le risque R est supérieur au niveau tolérable R_T .

$$R > R_T \quad (10)$$

Dans ce cas, des mesures de protection doivent être adoptées afin de réduire le risque R à une valeur inférieure ou égale au niveau tolérable R_T (c'est-à-dire $R \leq R_T$).

NOTE 1 Le risque tolérable R_T peut être stipulé par les autorités ou le fabricant, voire faire l'objet d'un accord entre le fabricant et le client.

NOTE 2 Les composantes de risque S1 à S4 peuvent être évaluées pour le projet spécifique, soit par le fabricant ou le client, soit par ces deux entités en collaboration.

7.3.2 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant l'éolienne (S1)

Pour l'évaluation des composantes de risque liées aux éclairs frappant l'éolienne, les relations suivantes s'appliquent:

- composante liée à une blessure ou lésion occasionnée aux humains (D_{1D} et D_{1T})

$$R_{AT} = N_D \cdot P_{AT} \cdot P_P \cdot L_{AT} \quad (11)$$

$$R_{AD} = N_D \cdot P_{AD} \cdot P_P \cdot L_{AD} \quad (12)$$

- composante liée à un dommage physique occasionné à la structure

$$R_B = N_D \cdot P_B \cdot P_P \cdot L_B \quad (13)$$

- composante liée à la défaillance des réseaux internes

$$R_C = N_D \cdot P_C \cdot P_P \cdot P_E \cdot L_C \quad (14)$$

Les paramètres d'appréciation de ces composantes de risque sont donnés dans le Tableau 4.

NOTE Dans le cas des éoliennes, t_z ou le temps de présence d'individus en heures et par an en un endroit dangereux est généralement très faible. Par conséquent, pour la sécurité individuelle, se reporter à l'Article 10, qui indique que la documentation des éoliennes doit obligatoirement définir des lieux sûrs.

7.3.3 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant à proximité de l'éolienne (S2)

Pour l'évaluation des composantes de risque liées aux éclairs frappant à proximité de l'éolienne, la relation suivante s'applique:

- composante liée à la défaillance des réseaux internes

$$R_M = N_M \cdot P_M \cdot P_P \cdot P_E \cdot L_M \quad (15)$$

Les paramètres d'appréciation de ces composantes de risque sont donnés dans le Tableau 4.

7.3.4 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant une ligne de service connectée à l'éolienne (S3)

Pour l'évaluation des composantes de risque liées aux éclairs frappant une ligne de service entrante connectée à l'éolienne, les relations suivantes s'appliquent:

- composante liée à une blessure ou lésion occasionnée aux humains

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_U \cdot P_P \cdot L_{UT} \quad (16)$$

- composante liée à un dommage physique

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_V \cdot P_P \cdot L_V \quad (17)$$

- composante liée à la défaillance des réseaux internes

$$R_{W1} = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_W \cdot P_P \cdot P_e \cdot L_{W1} \quad (18)$$

Les paramètres d'appréciation de ces composantes de risque sont donnés dans le Tableau 4.

7.3.5 Appréciation des composantes de risque dues aux éclairs frappant à proximité d'une ligne de service connectée à l'éolienne (S4)

Pour l'évaluation des composantes de risque liées aux éclairs frappant à proximité d'une ligne de service connectée à l'éolienne, la relation suivante s'applique:

- composante liée à la défaillance des réseaux internes

$$R_Z = N_I \cdot P_Z \cdot P_P \cdot P_e \cdot L_Z \quad (19)$$

Pour les besoins de cette appréciation du risque, si $(N_I - N_L) < 0$, alors par hypothèse $(N_I - N_L) = 0$.

Les paramètres d'appréciation de ces composantes de risque sont donnés dans le Tableau 4.

Tableau 4 – Paramètres appropriés à l'appréciation des composantes de risque pour l'éolienne (correspondance avec l'IEC 62305-2)

	Nombre annuel moyen des événements dangereux dus aux éclairs
N_D [année ⁻¹]	frappant l'éolienne
N_M [année ⁻¹]	frappant à proximité de l'éolienne
N_L [année ⁻¹]	frappant une ligne de service à l'entrée de l'éolienne
N_I [année ⁻¹]	frappant à proximité d'une ligne de service à l'entrée de l'éolienne
$N_{D,b}$ [année ⁻¹]	frappant une structure à l'extrémité "b" d'une ligne de service (voir la Figure 3)
N_{SG} [année ⁻¹ km ⁻²]	densité des points d'impact de foudre au sol
	Probabilité qu'un éclair frappant l'éolienne
P_{AT}	génère une tension de contact et de pas dangereuse
P_{AD}	impacte une personne
P_B	provoquant un dommage physique
P_C	provoquant la défaillance des réseaux internes
	Probabilité qu'un éclair frappant à proximité de l'éolienne
P_M	provoque la défaillance des réseaux internes
	Probabilité qu'un éclair frappant une ligne de service
P_U	provoque une blessure ou lésion occasionnée aux humains par un choc électrique
P_V	provoque un dommage physique
P_W	provoque la défaillance des réseaux internes
	Probabilité qu'un éclair frappant à proximité d'une ligne de service
P_Z	provoque la défaillance des réseaux internes
	Perte due à
L_{AT}	une blessure ou lésion occasionnée aux humains par un choc électrique résultant d'un coup de foudre direct sur ces derniers (éclairs frappant une structure). Voir l'Article B.5 pour les informations concernant l'évaluation de perte.
L_{AD}	une blessure ou lésion occasionnée aux humains par un choc électrique résultant d'un couplage résistif et inductif (éclairs frappant une structure). Voir l'Annexe B.
L_B	un dommage physique occasionné à une structure (éclairs frappant une structure). Voir l'Annexe B.
L_C	la défaillance des réseaux internes (éclairs frappant une structure). Voir l'Annexe B.
NOTE Les valeurs de perte L_t , L_f , L_o et les facteurs r_p , r_t , r_f de réduction de la perte sont donnés à l'Annexe B.	

8 Protection des sous-composants contre la foudre

8.1 Généralités

8.1.1 Niveau de protection contre la foudre (NPF)

Tous les sous-composants doivent être protégés conformément à NPF I à moins qu'une appréciation du risque détaillée et documentée (selon l'Article 7) ne démontre qu'un niveau de protection inférieur à NPF I ne soit optimal d'un point de vue économique pour des éoliennes et emplacements spécifiques. La différenciation, par exemple, du fait que les pales d'une éolienne sont protégées selon un NPF supérieur alors que d'autres parties – réparables ou remplaçables à des coûts moindres – peuvent être protégées selon un NPF Inférieur, peut présenter un risque global moindre.

La conformité de la durée de vie à un certain NPF peut exiger une maintenance et des inspections qui peuvent être spécifiques au site. Il convient que les manuels de service et de maintenance décrivent les exigences de maintenance et de contrôle concernant le système de protection contre la foudre, y compris l'installation de mise à la terre. Les procédures de maintenance et d'inspection sont présentées à l'Article 12.

8.1.2 Zones de protection contre la foudre (ZPF)

Une éolienne doit être divisée en zones physiques qui définissent approximativement le niveau d'influence d'un éclair frappant les composants de la zone concernée. Définir l'exposition à la foudre par division de l'éolienne en zones de protection contre la foudre constitue un outil qui assure une protection systématique et suffisante de tous les composants de l'éolienne. Ces zones de protection contre la foudre (ZPF) sont définies selon qu'une jointure directe de la foudre soit possible ou non et selon l'amplitude du courant de foudre et des champs magnétiques et électriques associés attendus dans cette zone (voir l'Annexe E). Les méthodes de protection contre la foudre sont ensuite appliquées afin d'assurer que les composants, par exemple des éléments de pales, machines, réseaux de puissance ou de commande, peuvent résister aux effets des champs magnétiques et électriques, ainsi qu'au courant de foudre complet ou partiel qui peut pénétrer dans la zone dans laquelle se situent les composants. Voir l'Annexe E pour d'autres recommandations concernant l'utilisation de ZPF.

8.2 Pales

8.2.1 Généralités

Les pales d'une éolienne sont les parties les plus exposées de l'éolienne, et subissent l'effet maximal des champs électriques associés au processus de jointure de la foudre, des courants de foudre et du champ magnétique associé à ces courants. L'Annexe A comprend l'explication formelle du processus de jointure de la foudre, ainsi que la conduction de courant/charge suivante.

Les pales d'une éolienne sont exposées à un environnement de foudre avec répartition de la gravité des impacts, la foudre frappant sur la longueur des pales aux points de jointure directe les plus élevés au sommet, ces points de jointure étant moins élevés vers le pied des pales. Un exemple d'expérience sur le terrain qui documente la répartition (occurrence) des points de jointure de la foudre est fourni à l'Article C.8. Le fabricant doit définir dans la documentation l'exposition à la foudre (zones de jointure probable et niveaux de paramètres de foudre correspondants) propre à la pale concernée. L'Annexe E informative fournit des recommandations pour la définition de l'environnement de foudre.

L'Annexe C comprend une description générale des différentes questions concernant la protection des pales contre la foudre.

8.2.2 Exigences

La protection contre la foudre doit être suffisante pour permettre à la pale d'intercepter les éclairs et de conduire le courant de foudre identifié par l'évaluation de l'exposition à la foudre (Article 7), sans dommage de structure qui affecterait le fonctionnement de la pale.

Le fabricant doit identifier et mettre en œuvre la répartition des points de jointure de la foudre dans la conception de pales spécifique, de préférence sur la base de données de terrain correctement validées pour des conceptions de pales similaires. En l'absence de données de terrain pour des conceptions de pales similaires, l'expérience acquise indique que la partie extérieure de la pale (généralement d'une longueur comprise entre 5 mètres et 10 mètres) est plus exposée aux points de jointure des coups de foudre que la section restante des pales. Des exemples sont présentés à l'Article C.8.

Le fabricant doit documenter la méthode d'application de la répartition des points de jointure dans l'évaluation de l'exposition de la pale à la foudre, par l'appréciation du risque d'impact dans les différentes zones dans la direction d'envergure, et l'assurance que la pale peut résister à l'impact probable des courants de choc pour le NPF choisi. L'exposition doit être documentée, par exemple, en définissant l'environnement de foudre le long de la pale, dont l'Annexe E fournit des exemples.

L'assurance d'une aptitude à la fonction correcte dépend des points suivants au minimum:

- définition de l'exposition de la pale réelle à la foudre, sévérité et jointure des différents coups de foudre avec la pale vérifiées comme cela est décrit en 8.2.3;
- Interception correcte des coups de foudre aux points de capture, discrets ou répartis selon l'exposition de la pale;
- existence d'un trajet de conducteur de descente du courant de foudre; et
- coordination de l'isolement par isolation, séparation ou équipotentialité entre le SPF et les trajets conducteurs supplémentaires lorsqu'ils existent, afin de réduire le plus possible le risque d'éclairs latéraux et de surcharge des interfaces d'équipotentialité.

Les dommages occasionnés par la foudre aux éléments structurels de la pale, à son revêtement ou son SPF doivent être limités à ceux qui peuvent être tolérés jusqu'à la prochaine opération de maintenance planifiée.

8.2.3 Vérification

La capacité du dispositif de capture et du conducteur de descente à intercepter les éclairs et à conduire les courants de foudre doit être définie conformément à l'exposition prise en considération pour la pale spécifique, et vérifiée par une ou plusieurs des méthodes suivantes:

- a) essais de haute tension et à haute intensité conformément à 8.2.5;
- b) démonstration de la similarité du type (modèle) de pale avec un type de pale vérifié précédemment par essai selon a). Deux pales sont définies comme "similaires" si les différences n'altèrent pas l'efficacité d'interception, le courant maximal admissible et la coordination de l'isolement de la protection contre la foudre comme identifié par essai ou analyse. L'Annexe N fournit une liste de contrôle informative destinée à valider la similarité;
- c) application d'une analyse ou de simulations vérifiées précédemment par comparaison avec les résultats d'essai selon a). La documentation de l'analyse ou des simulations doit fournir des preuves de l'applicabilité et de la validité de l'analyse/des méthodes appliquées. L'Annexe O fournit des recommandations concernant le mode de validation des méthodes de simulation typiques.

Le fabricant doit expliquer clairement dans la documentation la méthode de compilation du plan de vérification sur la base des trois méthodes susmentionnées.

Des essais selon le point a) sont obligatoires pour les nouveaux types de protection des pales sauf démonstration d'une similarité avec les types de protection précédents. L'Annexe N fournit des recommandations concernant la méthode de démonstration de la similarité.

Toutes les parties conductrices de la pale doivent être prises en considération dans le processus de vérification afin d'assurer que leur interaction avec le SPF lors de l'interception de la foudre et de la conduction du courant s'effectue sans dommage structurel qui affecterait le fonctionnement de la pale.

Le fabricant des pales doit produire une documentation qui décrit quelles méthodes sont utilisées parmi les méthodes susmentionnées, ainsi que les résultats de la vérification.

Les essais de jointure des points d'impact à haute tension permettant de déterminer l'aptitude à la fonction du dispositif de capture – position, intégration et coordination de l'isolement – ne peuvent pas être utilisés pour déterminer la capacité d'interception de la pale telle qu'identifiée pour le NPF spécifique. Les essais à haute tension constituent un moyen de vérification de l'aptitude à la fonction, indiquant les processus et exigences à l'Annexe D. Les essais de vérification à haute intensité dans lesquels la conformité peut être déterminée par les procédures et les niveaux d'essai décrits, établissent l'aptitude à la fonction du SPF des pales concernant un NPF spécifique.

8.2.4 Considérations relatives à la conception de la protection

8.2.4.1 Généralités

Les paragraphes suivants décrivent les questions importantes pour la conception et l'intégration des systèmes de protection contre la foudre associés à la pale.

8.2.4.2 Dispositif de capture

Les dispositifs de capture de la foudre sont installés sur les surfaces de la pale desquelles les décharges de capture peuvent provenir et provoquer des jointures ou des perforations dues aux éclairs en l'absence de dispositifs de capture. Les dispositifs de capture peuvent faire partie de la structure de pale proprement dite, être des composants ajoutés à la pale ou des combinaisons de ces composants.

L'expérience sur le terrain indique que la jointure de la foudre se produit majoritairement sur les parties extérieures de la pale (voir l'Article C.8 pour de plus amples informations). Ainsi, l'analyse de l'exposition à la foudre identifiée pour la pale doit refléter ce fait. Les outils de positionnement du dispositif de capture (sphère fictive, angle de protection, etc.) décrits dans l'IEC 62305-3 ne tiennent pas compte des probabilités de localisation de la foudre le long de la pale. Ainsi ces outils ne doivent pas être utilisés pour les pales.

Le dispositif de capture doit par conséquent être conçu selon l'exposition identifiée définie à l'Article 7, et doit être vérifié conformément à 8.2.3.

La conception du dispositif de capture doit assurer une fixation correcte dans les supports de montage, et doit être constitué de matériaux capables de résister à l'usure attendue due à l'environnement tel que le vent, l'humidité et la pollution par des particules de sel et de saletés, etc. Il convient d'accorder une attention particulière aux matériaux choisis pour les éoliennes en mer et côtières en raison de l'environnement hostile.

Toutes les parties internes du dispositif de capture, le support de montage des dispositifs de capture et les connexions au conducteur de descente doivent être conçus de manière à réduire le plus possible le risque d'émission de décharges internes (c'est-à-dire des décharges "dard" et des traceurs) provenant de ces parties.

Le dispositif de capture doit être conçu de manière à pouvoir inspecter, réparer ou remplacer les parties qui peuvent être endommagées ou détériorées par la foudre ou d'autres effets environnementaux, ces opérations de contrôle, réparation ou remplacement étant effectuées selon des procédures qui doivent être décrites dans les manuels de service et de maintenance (instructions). L'érosion des pieds d'arc de foudre entraîne une usure dans le temps des dispositifs de capture. L'érosion est liée à l'entrée de la charge au niveau du ou des pieds d'arc de foudre, ainsi qu'au matériau superficiel et à la géométrie du dispositif de capture. Les pales soumises à de nombreux éclairs peuvent finalement exiger le remplacement des dispositifs de capture. Il convient d'optimiser la durée de vie du dispositif de capture par un choix approprié des matériaux et de la conception et une coordination avec les cycles de maintenance et de service. Le fabricant doit définir une procédure de corrélation entre la durée de vie théorique et la réalisation des essais afin de vérifier le caractère approprié des intervalles de service/remplacement proposés.

8.2.4.3 Système de protection contre la foudre et ses composants de connexion

Le système de protection contre la foudre et ses composants de connexion sont définis comme étant toutes les parties conductrices de la pale qui participent à la conduction du courant de foudre entre le dispositif de capture et l'extrémité du pied de pale.

Les interfaces avec le SPF doivent être solides et permanentes et assurer que le système complet peut résister à l'effet combiné des forces électriques, thermiques et électrodynamiques du courant de foudre. La connectivité électrique entre les composants de connexion du SPF doit être vérifiée au moyen d'un instrument adapté tel qu'un microhmmètre quadrifilaire. La capacité des systèmes de protection contre la foudre à résister aux contraintes mécaniques exercées dans les pales doit être vérifiée par l'installation du système de protection dans une pale soumise aux essais décrits dans l'IEC 61400-23, tandis que la capacité du système à supporter les forces électrodynamiques doit être vérifiée conformément à 8.2.3. Les limites et l'écart maximal de la résistance mesurée doivent être spécifiés au préalable par le fabricant.

La section du conducteur de descente et les parties conductrices naturelles de la pale utilisées comme conducteurs de descente (prévus et non prévus) doivent pouvoir conduire leur part du courant de foudre correspondant au NPF choisi. La conception et l'installation doivent être vérifiées conformément à 8.2.3.

Le courant d'essai de foudre peut être échelonné sur la base de l'exposition des pales à la foudre définie pour la pale spécifique (voir l'Annexe E pour des recommandations).

Les essais des composants de connexion doivent être effectués conformément à l'Annexe D. Il convient de sélectionner les niveaux d'essai de courant selon le premier coup de foudre de courte durée du NPF choisi. Dans le cas de connexions non rigides, telles que des liaisons, paliers ou éclateurs tournants, il convient alors d'effectuer les essais également avec le courant de choc de longue durée. Lorsqu'il existe plusieurs trajets du courant de foudre, l'amplitude du courant d'essai et les ondes pour chaque trajet peuvent être échelonnées selon la répartition du courant entre les trajets.

Toutes les parties internes du conducteur de descente et tous les composants de connexion doivent être conçus de manière à réduire le plus possible le risque de décharges internes provenant de ces parties. L'objectif est d'empêcher le développement de décharges électriques provenant de structures sur des parties autres que le dispositif de capture externe, limitant de ce fait le risque de perforation du revêtement des pales par ces décharges internes.

Le conducteur de descente et les composants de connexion soumis aux forces électrodynamiques comme les connexions entre le conducteur de descente des pales et le moyeu doivent être soumis à l'essai selon l'Annexe D dans un montage d'essai qui représente de manière réaliste la configuration physique de l'éolienne.

Les conducteurs de descente montés à l'extérieur et exposés à une jointure directe de la foudre sont définis comme des dispositifs de capture, et les exigences du 8.2.4.2 s'appliquent alors.

Le fabricant doit définir une procédure d'inspection régulière des parties du conducteur de descente et de ses composants de connexion qui peuvent être détériorés par les environnements de service de sorte que la durée de vie et les intervalles de service de ces parties peuvent être corrélés.

L'Annexe D décrit les essais de vérification de la capacité des conducteurs de descente et des composants de connexion.

La vérification du conducteur de descente et de ses composants de connexion doit être effectuée comme cela est décrit en 8.2.3.

8.2.4.4 Composants conducteurs supplémentaires

Lorsque la pale comporte des composants conducteurs supplémentaires (composants structurels conducteurs, plastique renforcé par fibres de carbone, masses, câbles de frein d'extrémité de pale, câbles électriques pour capteurs, chauffage, avertisseurs lumineux, etc.), l'installation de ces composants doit être coordonnée au système de protection contre la foudre. Cette coordination peut être réalisée soit par un isolement, soit par une distance de séparation. Lorsque la coordination ne peut être assurée par isolation ou par séparation, une liaison équipotentielle appropriée doit alors être appliquée (voir l'IEC 62305-3 pour des informations concernant la distance de séparation).

La coordination de l'isolement et l'évaluation de la répartition du courant imposée par la conception doivent être réalisées par une analyse technique, une modélisation numérique ou des essais. Les méthodes de vérification possibles sont décrites dans la série IEC 60243, l'IEC TS 62561-8 ou toute autre norme similaire. Des essais comparatifs doivent assurer la vérification de l'analyse technique et de la modélisation numérique. L'Annexe O fournit des exemples de ce type de validation.

Les composants conducteurs doivent alors être conçus de manière à conduire leur(s) part(s) du courant de foudre, et le courant maximal admissible exigé des différents trajets de courant doit être vérifié par des essais à haute intensité comme cela est décrit en 8.2.5.3.

Les matériels de puissance et de communication doivent être protégés par un blindage, une protection contre les surtensions et une liaison équipotentielle appropriés (voir 8.5).

Les effets des forces électrodynamiques doivent faire l'objet d'une attention particulière.

NOTE 1 Les tensions les plus élevées qui apparaissent entre les composants conducteurs surviennent généralement lors de la conduction du coup de foudre suivant, tandis que l'énergie spécifique et la charge les plus élevées circulent dans les différents trajets de courant lors de la première décharge en retour.

NOTE 2 Le calcul de la distance de séparation conformément à l'IEC 62305-3 et les méthodes d'essai spécifiées dans l'IEC 62561-8 prennent en considération les hautes tensions lors de la conduction du coup de foudre de courte durée négatif suivant.

8.2.4.5 Effet des contraintes de champs électriques sur la conception des matériaux composites

Du fait de l'élévation et de l'exposition des pales des éoliennes, la structure complète de la pale est exposée à des champs électriques élevés à de nombreuses reprises au cours de sa durée de vie en service. Des champs électriques statiques et transitoires élevés sont produits par des nuages d'orage et appliqués électriquement à la structure des pales. Des décharges de foudre à l'approche exposent cette structure à des champs électriques plus élevés. Dans les deux cas, les champs électriques peuvent détériorer dans le temps les propriétés d'isolation des matériaux composites non conducteurs. Il convient par conséquent de concevoir les systèmes de protection contre la foudre en tenant compte des principes de conception de l'isolation sous haute tension.

8.2.5 Méthodes d'essai

8.2.5.1 Généralités

Les méthodes d'essai suivantes s'appliquent à des pales complètes ou des sous-sections telles que les extrémités de pales ou des échantillons de stratifiés. Les essais peuvent être utilisés comme des essais techniques prenant en charge le processus de conception et les itérations. Ils sont par ailleurs obligatoires pour la vérification finale des pales.

8.2.5.2 Essais à haute tension

L'efficacité d'interception des dispositifs de capture présents sur la pale doit être évaluée en appliquant l'essai de jointure du traceur initial décrit en D.2.2 de l'Annexe D.

Une meilleure capacité du stratifié de la pale à empêcher les décharges internes et à éviter qu'elles ne perforant le revêtement de la pale peut être obtenue par une plus grande intensité du champ de claquage électrique des matériaux, et par la conception des parties internes de manière à réduire le plus possible les renforcements de champ. L'intensité du champ de claquage des composants isolants et des couches de revêtement peut être évaluée conformément à l'IEC 60060-1, l'IEC 60243-1 (AC), l'IEC 60243-3 (tension de choc) et l'IEC 60464-2 (revêtement).

Lorsque les surfaces isolantes (décharges "dard", contournements superficiels, etc.) sont soumises à une activité électrique, la surface peut se détériorer par cheminement et érosion électrique. L'effet de cette activité électrique, associé à l'humidité, peut modifier les propriétés de la surface isolante pour qu'elle soit plus conductrice, et accroître ainsi le risque d'une jointure directe de la foudre. La résistance au cheminement de différents matériaux de pales et de revêtement peut être évaluée et comparée en utilisant l'IEC 60587.

8.2.5.3 Essais à haute intensité

Les dispositifs de capture sont affectés principalement par l'effet de la charge sur l'éclair (c'est-à-dire l'intégrale de temps du courant de foudre), qui doit être évalué par l'essai de dommage physique à haute intensité décrit à l'Article D.3 de l'Annexe D.

Les composants de connexion et toutes les parties du conducteur de descente doivent être soumis à l'essai de dommage physique à haute intensité décrit à l'Article D.3 de l'Annexe D.

Il convient que les ondes et les niveaux d'essai de courant incluent le premier coup de foudre de courte durée et, le cas échéant, également le coup de foudre de longue durée (courant de suite) défini pour le NPF choisi. Sur la base de l'environnement de foudre spécifique défini pour la pale concernée, l'amplitude et les ondes du courant de foudre peuvent être échelonnées afin de s'adapter à l'exposition réelle. L'Annexe D fournit des spécifications d'essai détaillées.

8.3 Nacelle et autres composants structurels

8.3.1 Généralités

Il convient de prévoir une protection contre la foudre de la nacelle et des autres composants structurels de l'éolienne au moyen des structures métalliques de grande taille dans toute la mesure du possible pour le dispositif de capture de foudre, la liaison électrique, le blindage et la conduction du courant de foudre à l'installation de mise à la terre. Les composants supplémentaires de protection contre la foudre tels que les dispositifs de capture pour la protection des instruments météorologiques et les avertisseurs lumineux pour aéronef disposés sur la nacelle, les conducteurs de descente et les connexions d'équipotentialité doivent être fabriqués et dimensionnés conformément à l'IEC 62305-3.

La coordination de l'isolement et l'évaluation de la répartition du courant (partage du courant de foudre) imposée par la conception doivent être réalisées par une analyse technique, une modélisation numérique ou des essais. Toutes les parties et connexions exposées au courant de foudre doivent pouvoir résister aux effets thermiques et électromécaniques associés aux niveaux appropriés de courant de foudre. Les méthodes de vérification possibles sont décrites dans la série IEC 60243, l'IEC 62561-8 ou toute autre norme similaire. Des essais comparatifs doivent assurer la vérification de ce type d'analyse technique et de modélisation numérique. L'Annexe O fournit des exemples de ce type de validation.

Les parties de la nacelle et les autres composants structurels utilisés comme conducteurs de descente naturels doivent satisfaire aux exigences propres à ces conducteurs conformément à l'IEC 62305-3. Une vérification par essais n'est pas exigée pour les composants structurels dont les dimensions satisfont clairement aux exigences de l'IEC 62305-3.

La documentation du SPF pour tous les sous-systèmes doit être fournie comme cela est décrit à l'Article 11.

8.3.2 Moyeu

Le moyeu des éoliennes de grande taille est généralement une sphère en fonte creuse d'un diamètre de plusieurs mètres. De fait, l'épaisseur des matériaux seule assure la protection de la structure du moyeu proprement dit contre la foudre. Dans la plupart des cas, des réseaux de commande électriques et mécaniques, ainsi que des actionneurs, sont placés dans le moyeu, les circuits cheminant vers l'extérieur du moyeu, en direction des pales et de la nacelle. Il convient de transformer le moyeu en une cage de Faraday en installant des blindages magnétiques dans ses ouvertures en direction des pales, de la partie avant et de la nacelle (c'est-à-dire que le moyeu peut être défini comme étant une ZPF). Dans nombre de cas, ces ouvertures sont obturées par les brides de pales et la bride de l'arbre principal, qui peuvent être considérées comme des blindages magnétiques très efficaces. Lorsque les ouvertures sont obturées par des blindages magnétiques efficaces tels que décrits ci-dessus, le cœur du moyeu n'exige pas de protection contre la foudre particulière. La protection contre la foudre du moyeu se limite alors à une liaison équipotentielle et une protection contre les transitoires des systèmes installés à l'extérieur du moyeu, tels que les actionneurs des pales, et des réseaux de puissance et de commande du moyeu connectés aux circuits dirigés vers l'extérieur du moyeu.

8.3.3 Disque de moyeu

Généralement, un capot en fibres de verre, appelé disque de moyeu, est monté sur le moyeu et tourne avec lui. Étant donné que le modèle de sphère fictive indique toujours la possibilité d'une jointure de la foudre à l'extrémité avant du disque de moyeu, la protection contre la foudre doit être prise en considération. Certains modèles d'éoliennes comportent également des réseaux de commande électriques et mécaniques, ainsi que des actionneurs, installés à l'extérieur du moyeu et recouverts par le disque de moyeu. Ces réseaux doivent être protégés par des dispositifs de capture contre la jointure de la foudre. En l'absence de ces réseaux installés sous le disque de moyeu, il peut être raisonnable d'accepter le risque de perforation par la foudre à travers le disque, et de ne prévoir aucune protection de celui-ci contre la foudre. Toutefois, dans la plupart des cas, une protection simple et pratique du disque de moyeu contre la foudre peut vraisemblablement être réalisée au moyen de la structure de support métallique utilisée comme dispositif de capture et élément de connexion au moyeu.

8.3.4 Nacelle

Il convient que la structure de la nacelle fasse partie intégrante de la protection contre la foudre de manière à assurer que la jointure de la foudre avec la nacelle concernera soit les parties métalliques naturelles capables de résister à la contrainte, soit un dispositif de capture de la foudre conçu à cette fin. Il convient que les nacelles équipées d'un capot à plastique renforcé par fibres de verre ou dispositif analogue comportent un dispositif de capture de la foudre et des conducteurs de descente formant une cage autour de la nacelle. Il convient que le dispositif de capture de la foudre comprenant les conducteurs exposés dans cette cage soit capable de résister aux éclairs correspondants au niveau de protection contre la foudre choisi. Il convient que les autres conducteurs dans la cage de Faraday soient dimensionnés de manière à résister à la part des courants de foudre à laquelle ils peuvent être exposés. Il convient de concevoir les dispositifs de capture de la foudre pour la protection des instruments, etc. à l'extérieur de la nacelle conformément aux règles générales de l'IEC 62305-3. Il convient par ailleurs de connecter les conducteurs de descente à la cage susmentionnée.

Une maille métallique peut être appliquée sur les nacelles équipées d'un capot à plastique renforcé par fibres de verre afin d'offrir un blindage contre les champs électriques et magnétiques externes, ainsi que contre les champs magnétiques des courants qui circulent dans la maille. En variante, tous les circuits à l'intérieur de la nacelle peuvent être placés dans des conduits métalliques ou des chemins de câbles obturés, etc. Un réseau équipotentiel doit être mis en place dans lequel sont incluses les principales structures métalliques dans et sur la nacelle, comme l'exigent les réglementations électriques, et dans la mesure où il assure l'existence d'un plan équipotentiel efficace selon lequel il convient d'effectuer toutes les connexions de mise à la terre et de liaison équipotentielle.

Il convient de préférence de conduire le courant de jointure de la foudre directement vers la cage susmentionnée, en évitant ainsi entièrement le courant de foudre traversant les paliers de pas des pales et les paliers de transmission (voir 8.2 et 8.4 pour le traitement de la protection des pales et des paliers). Différents types de balais sont couramment utilisés pour éloigner les courants de foudre des paliers. Toutefois, il peut être difficile de fabriquer des balais et des conducteurs de terre à impédance suffisamment faible pour réduire de manière significative le courant traversant l'impédance faible de l'arbre principal et des systèmes de paliers en direction du socle de la nacelle. Voir 8.4.4 pour de plus amples informations.

NOTE Un capot de nacelle revêtu de ce type de blindage magnétique n'est pas capable de fournir une protection contre les effets des champs magnétiques provenant des courants de foudre qui circulent à l'intérieur de la nacelle, comme dans l'arbre principal.

8.3.5 Pylône

Un pylône tubulaire, tel qu'utilisé principalement pour les éoliennes de grande taille, satisfait généralement aux dimensions exigées pour les conducteurs de descente indiquées dans l'IEC 62305-3 et peut être considéré comme une cage de Faraday à blindage électromagnétique quasi parfaite du fait de sa quasi-obturation électromagnétique tant au niveau de l'interface avec la nacelle qu'au niveau du sol. Dans la plupart des cas, il est par conséquent raisonnable de définir la partie intérieure du pylône comme une zone de protection contre la foudre ZPF 1 ou ZPF 2. Il convient qu'il y ait un contact électrique direct tout au long des brides entre les sections du pylône afin de maintenir une obturation de ce dernier la plus électromagnétique possible. Il convient d'intégrer le pylône et toutes ses principales parties métalliques dans le conducteur de terre de protection (PE – *protection earth*) et les réseaux équipotentiels afin d'assurer la meilleure protection qu'offre la cage de Faraday. Voir 9.3.5 pour la liaison des structures et des systèmes métalliques à l'intérieur du pylône, tels que les échelles, câbles et rails.

Des plates-formes et des trappes métalliques permettent habituellement l'obturation de l'interface vers la nacelle; ces plates-formes et ces trappes peuvent également servir de blindage électromagnétique venant obturer le pylône (voir 8.4.2 pour le traitement de la protection du palier du dispositif d'orientation contre la foudre).

L'Article 9 traite de l'interface du pylône avec l'installation de mise à la terre. Si le pylône est construit comme une cage de Faraday tel que décrit ci-dessus, alors le cœur du pylône n'exige pas de protection contre la foudre particulière. L'assurance de la protection du pylône contre la foudre est de ce fait limitée à la liaison équipotentielle et à la protection contre les transitoires des circuits électriques et de commande dirigés vers d'autres zones de protection contre la foudre telles que vers l'intérieur de la nacelle et vers l'extérieur du pylône.

Des pylônes en treillis ne peuvent naturellement pas être considérés comme une cage de Faraday très efficace, bien qu'un certain affaiblissement du champ magnétique et une certaine réduction du courant de foudre soient observés à l'intérieur d'un pylône de ce type. Il est raisonnable de définir l'intérieur d'un pylône en treillis comme une LPZ 0_B. Il convient que la conduction de descente de foudre s'effectue par les éléments structurels du pylône en treillis qui doivent par conséquent satisfaire aux dimensions exigées pour les conducteurs de descente indiquées dans l'IEC 62305-3 compte tenu du partage du courant entre les trajets parallèles. Dans le cas des pylônes en treillis, il peut s'avérer nécessaire de relier les blindages des câbles au pylône à une certaine distance afin d'éviter toute perforation de l'isolation des câbles. Cette opération doit être évaluée par calcul (voir l'Annexe D de l'IEC 62305-2).

Dans les pylônes en béton armé, l'armature peut être utilisée pour la conduction de descente de la foudre en assurant 2 à 4 connexions verticales parallèles de section suffisante dont l'interconnexion horizontale s'effectue au sommet, au niveau du bas de la structure et tous les 20 m entre chaque connexion. L'armature en acier permet un affaiblissement du champ magnétique et une réduction du courant de foudre relativement efficaces à l'intérieur du pylône si la liaison est de cette nature. L'IEC 62305-3 fournit des recommandations concernant l'intégration de l'armature en acier dans les systèmes de protection contre la foudre.

La documentation du SPF doit être fournie comme cela est décrit à l'Article 11.

8.3.6 Méthodes de vérification

L'Annexe D comprend les méthodes d'essai.

Une analyse et des méthodes appropriées doivent être utilisées. Des rapports de vérification de l'analyse/des méthodes utilisées sont exigés.

8.4 Transmission mécanique et système d'orientation

8.4.1 Généralités

L'éolienne comporte généralement plusieurs paliers pour les pas de pales, la rotation de l'arbre principal, le multiplicateur, le générateur et les systèmes d'orientation.

Les actionneurs hydrauliques ou électriques permettent la commande et le fonctionnement des principaux composants.

Les paliers et actionneurs comportent des parties mobiles qui relient directement ou indirectement différentes parties de l'éolienne dans lesquelles le courant de foudre peut circuler.

Tous les paliers et actionneurs qui peuvent se situer sur un trajet de courant de foudre doivent être protégés si nécessaire afin de réduire à un niveau tolérable le niveau de courant qui traverse le composant.

8.4.2 Paliers

Le contrôle des paliers est une opération difficile, et il n'est pas acceptable qu'ils doivent être inspectés après jointure de la foudre avec une éolienne. Par conséquent, les systèmes de protection des paliers doivent être correctement éprouvés et documentés.

La protection peut faire partie de la structure de palier proprement dit ou peut être un réseau externe installé sur le palier afin de dériver le courant.

Si les paliers sont conçus pour être exposés au courant de foudre, il doit être démontré par analyse, par expérience acquise documentée adaptée à la conception concernée ou par essais que le palier peut fonctionner pendant la durée de vie théorique complète, après exposition aux niveaux de courant de foudre appropriés, et aux différentes situations de foudre. Si le palier n'est pas capable de fonctionner pendant la durée de vie théorique complète, une protection doit être appliquée (voir 8.4.4).

La capacité du palier à supporter le courant de foudre auquel il est exposé doit être vérifiée par une ou plusieurs des méthodes suivantes:

- a) essais à haute intensité conformément à 8.2.5;
- b) démonstration de la similarité du type (modèle) de palier avec un type de palier vérifié précédemment par essai selon a);
- c) application d'une analyse ou de simulations vérifiées précédemment par comparaison avec les résultats d'essai selon a). La documentation de l'analyse ou des simulations doit fournir des preuves de l'applicabilité et de la validité de l'analyse/des méthodes appliquées.

Le fabricant doit expliquer clairement dans la documentation la méthode de compilation du plan de vérification sur la base des trois méthodes susmentionnées.

Lorsque la documentation repose sur des essais, des paliers avec ou sans protection et des systèmes de contournement pour paliers doivent alors être soumis à l'essai dans un montage d'essai qui représente de manière réaliste les conditions de fonctionnement du palier et du système de protection/dérivation par rapport à la charge, à la lubrification et à la rotation, facteurs importants pour la conception et l'application qui influencent la réaction aux courants de foudre. Le Tableau 5 donne des recommandations pour les méthodes de vérification de différentes solutions. À chaque utilisation des éclateurs, la coordination de l'isolement doit être déterminée par un essai à haute tension ou une analyse afin d'assurer la circulation du courant de foudre le long des éclateurs. Lorsque la coordination de l'isolement repose sur une distance de séparation, cette opération doit reposer sur une distance de séparation telle que définie dans l'IEC 62305-3.

Tableau 5 – Vérification des concepts de conception des paliers et de protection des paliers

Méthode de protection des paliers contre la foudre	Pourcentage de courant de foudre attendu au point d'installation	Type de vérification
Aucune protection	Vérification à 100 % du palier	Essai à haute intensité du palier
Protection du palier	Partage du courant entre le palier et sa protection Le partage du courant doit être déterminé	Essai à haute intensité du palier et du système de protection
Système de contournement	Négligeable	Essai à haute intensité du système de contournement

Le montage d'essai générique adapté aux essais de courant conduit décrits en D.3.3 s'applique. L'Annexe P comporte les recommandations concernant l'essai des paliers tournants et stationnaires, y compris les descriptions du montage d'essai donné comme exemple.

8.4.3 Systèmes hydrauliques

Lorsque les systèmes hydrauliques se situent dans le trajet du courant de foudre, il est indispensable d'assurer que la pénétration du courant de foudre n'affecte pas ces systèmes. Dans le cas des systèmes hydrauliques, il est nécessaire de tenir compte du risque de fuites de fluide dues à un dommage des raccords et à l'inflammation du liquide hydraulique.

Des mesures de protection telles que des contacts glissants ou des tresses de métallisation peuvent être utilisées pour que le courant contourne les vérins de commande.

Les tubes hydrauliques exposés au courant de foudre doivent être protégés afin d'éviter que le courant n'y pénètre. Si les tubes hydrauliques comportent une armature mécanique, celle-ci doit être reliée à la structure en acier des machines aux deux extrémités du tube. Il est également indispensable d'assurer que la section de l'armature est suffisante pour conduire les parties du courant de foudre auquel elle peut être exposée.

Des considérations similaires peuvent s'appliquer aux systèmes de refroidissement par eau.

8.4.4 Éclateurs et contacts glissants

L'utilisation d'éclateurs ou de contacts glissants doit être envisagée pour le contournement des paliers et des actionneurs. Il convient que l'impédance de ces systèmes de contournement, y compris leurs conducteurs de connexion, soit nettement inférieure à celle du trajet du courant naturel direct qui les traverse, pour qu'ils soient efficaces.

Les éclateurs et contacts glissants doivent être capables de conduire le niveau de courant de foudre auquel ils peuvent être exposés en utilisation dans l'éolienne. L'essai correspondant au NPF choisi doit être réalisé selon D.3.3.

Les éclateurs et les contacts glissants doivent tous deux être conçus de manière à maintenir l'aptitude à la fonction exigée indépendamment des effets environnementaux tels que la pluie, la glace, la pollution saline, la poussière, etc.

En cas d'utilisation des éclateurs ou des contacts glissants, ceux-ci doivent être considérés comme des pièces d'usure et la durée de vie en service de ces dispositifs doit être calculée et documentée. La conception doit tenir compte des effets indésirables de la pollution par poussière d'usure sur d'autres composants. Les éclateurs et les contacts glissants doivent faire l'objet d'une inspection régulière conformément aux manuels de service et de maintenance.

8.4.5 Vérification

La fonctionnalité de tous les systèmes de protection des paliers et des actionneurs doit être documentée. La documentation de cette fonctionnalité est assurée par la réalisation d'essais de courant de choc, les ondes et amplitudes représentant l'environnement de foudre attendu au point d'installation du système de protection pour le NPF choisi.

Une analyse technique, une modélisation numérique ou des essais appropriés doivent être utilisés. Des rapports de vérification de l'analyse/des méthodes utilisées sont exigés.

Il est recommandé d'effectuer les essais de courant de choc sur des objets en essai en vraie grandeur avec lesquels les parties importantes du système sont représentées sur une maquette d'essai.

Des essais doivent permettre de démontrer (voir l'IEC 62305-1 et l'Annexe D pour une définition normative des chocs d'essai) que le système de protection peut résister à l'effet préjudiciable du premier coup de foudre de courte durée, ainsi que du courant de coup de foudre de longue durée (courant de suite) pour le NPF choisi. Les deux essais doivent être appliqués au même échantillon d'essai, mais pas nécessairement dans la même décharge. La documentation d'essai doit décrire la séquence d'essai exacte appliquée.

Lorsque les contacts glissants sont utilisés comme partie intégrante du système, des essais mécaniques doivent être effectués afin de documenter la stabilité du système avec une attention particulière pour l'usure des contacts avec et sans les effets d'érosion du courant de foudre. L'usure doit être suffisamment faible pour permettre un fonctionnement normal entre les intervalles de service planifiés.

Les essais peuvent être réalisés sur des sous-ensembles des systèmes de protection complets, mais des calculs doivent être prévus afin de démontrer les facteurs et effets d'échelle.

Le D.3.3 comprend les méthodes d'essai.

NOTE Lorsque la conception démontre ou une analyse indique que le courant de foudre contourne totalement un composant (c'est-à-dire que le transfert du courant de foudre par le composant est négligeable), l'essai à haute intensité n'est alors pas exigé.

8.5 Réseaux de puissance à basse tension et réseaux et installations de communication

8.5.1 Généralités

Le présent paragraphe traite de la protection des réseaux de puissance et de commande d'une éolienne contre les effets des surintensités et des tensions transitoires dus

- à la jointure des éclairs avec l'éolienne;
- aux courants traceurs provenant de l'éolienne;

- aux éclairs indirects (c'est-à-dire un effet par IEMF des éclairs n'affectant pas directement l'éolienne).

Tous les types d'éclairs génèrent des impulsions électromagnétiques de foudre (IEMF).

NOTE 1 Voir l'IEC 60204-1 pour les exigences générales concernant l'équipement électrique des machines.

Les réseaux de puissance et de commande sont susceptibles d'être endommagés par des IEMF. Des mesures de protection contre les surtensions (SPM – *surge protective measures*) doivent par conséquent être prévues afin d'éviter la défaillance de ces systèmes. Une protection efficace du réseau de puissance et de commande d'une éolienne contre l'IEMF exige l'approche systématique du concept de zone de protection contre la foudre (ZPF) conformément à l'IEC 62305-4. Les SPM font partie intégrante du concept de zone de protection contre la foudre (ZPF) pour l'éolienne complète, décrit à l'Annexe E.

Le fabricant de l'éolienne doit fournir un système de mesures de protection contre les surtensions (SPM) suivant les principes fondamentaux indiqués dans l'IEC 62305-4 pour le réseau de puissance complet. Compte tenu des contraintes d'espace également dans le cas des éoliennes de grande taille, dans lesquelles le courant de foudre se propage seulement à quelques mètres des équipements sensibles, des précautions particulières doivent être prises pour assurer la conformité à l'environnement de foudre.

L'Annexe E donne des exemples d'application du concept de zones de protection contre la foudre (ZPF) dans une éolienne. La protection contre l'IEMF repose sur ce concept: L'éolienne est divisée en zones (c'est-à-dire volumes d'espace) qui peuvent correspondre à des parties de l'éolienne telles que l'intérieur des composants structurels de grande taille: moyeu, nacelle, pylône, et des composants plus petits tels que les armoires et leurs composants. La subdivision de la structure en zones peut être adaptée afin de faciliter une définition systématique pratique de la sévérité de l'IEMF pour chaque zone. À l'intérieur de ces zones, il doit être consigné que la sévérité de l'IEMF est compatible avec le niveau de tenue des réseaux internes clos.

La défaillance permanente des réseaux de puissance et de communication due à l'IEMF peut être due

- aux chocs conduits et induits transmis aux équipements par le câblage de connexion,
- aux effets des champs électromagnétiques rayonnés directement sur les équipements eux-mêmes.

Pour caractériser la sévérité de l'IEMF (effets conduits et effets rayonnés) des ZPF individuelles d'une éolienne, l'environnement IEMF doit être évalué par des méthodes d'analyse vérifiées ou conformément à l'IEC 62305-3 et l'IEC 62305-4.

NOTE 2 Par hypothèse, il peut être considéré que des mesures de protection efficaces contre l'IEMF fournissent également une protection efficace contre les effets d'éclairs indirects.

Les mesures de protection fondamentales internes à un système de mesures de protection contre les surtensions (SPM) conformément à l'IEC 62305-4 comprennent:

- une liaison – voir 8.5.2;
- le blindage magnétique et électrique des câbles et le cheminement des lignes (installation de systèmes) – voir 8.5.4;
- protection par parafoudres – voir 8.5.5;
- mise à la terre – voir l'Article 9.

Les Figures 4a) à 4d) donnent des exemples des mesures possibles de protection contre les surtensions – exemples issus de l'IEC 62305-4.

Les méthodes complémentaires comprennent les éléments suivants:

- isolation, conception des circuits, circuits équilibrés, impédances séries, etc.

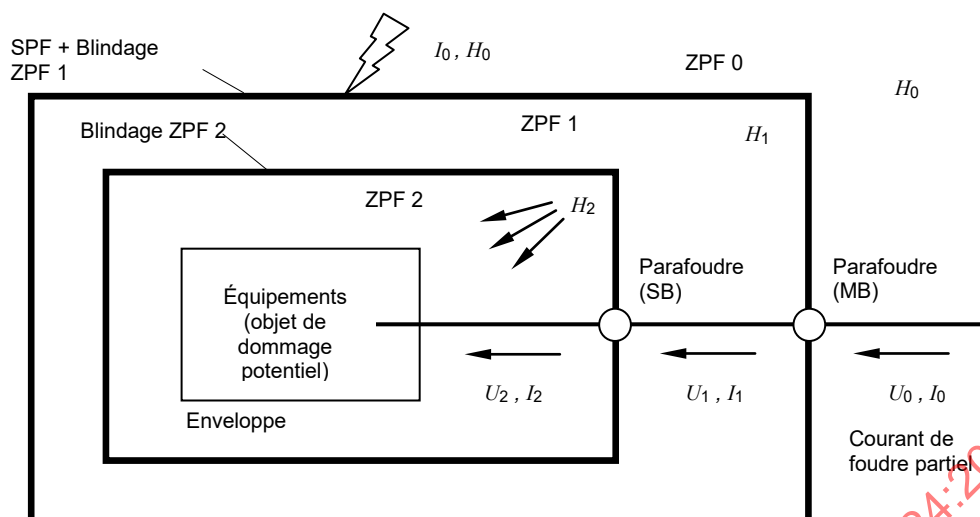
Pour les mesures de protection contre les surtensions, les informations fondamentales suivantes doivent être documentées (voir aussi l'Article 11):

- définition du niveau de protection contre la foudre (NPF) conformément à l'IEC 62305-1;
- schémas de l'éolienne définissant les ZPF et leurs limites, schémas des circuits présentant les parafoudres, blindages de câbles et points d'équipotentialité de ces blindages.

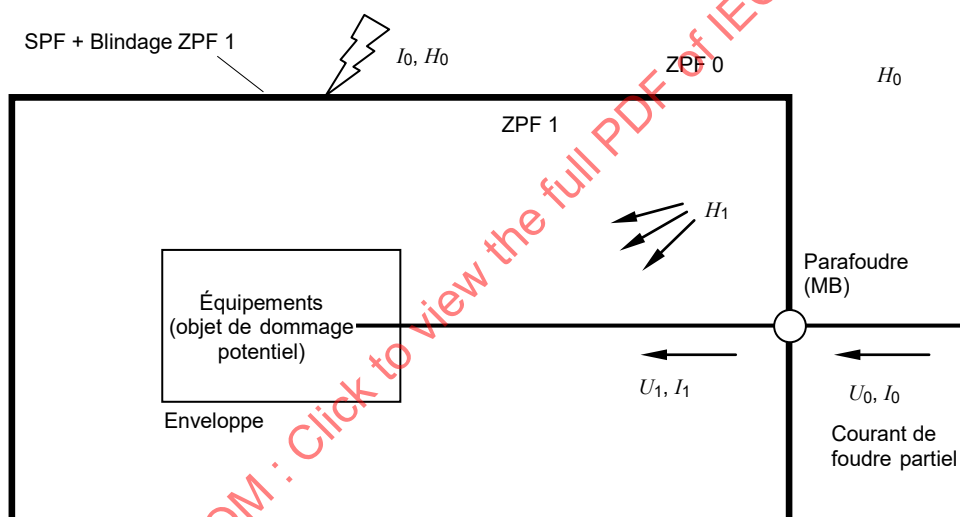
Les Figures E.6 et E.7 de l'Annexe E donnent des exemples de base de cette documentation.

En l'absence de courants de foudre partiels à l'intérieur de la ZPF, une protection contre les surtensions est nécessaire uniquement pour les câbles cheminant d'une zone donnée à une zone comportant des composants plus sensibles (c'est-à-dire d'un nombre inférieur de ZPF à un nombre supérieur de ZPF), tandis que les connexions internes de la zone peuvent ne pas être protégées. Cette approche est décrite de manière plus détaillée dans l'IEC 62305-4 et est traitée dans l'Annexe E. Dans le cas de courants de foudre partiels circulant à l'intérieur de la ZPF, voir l'Annexe E.

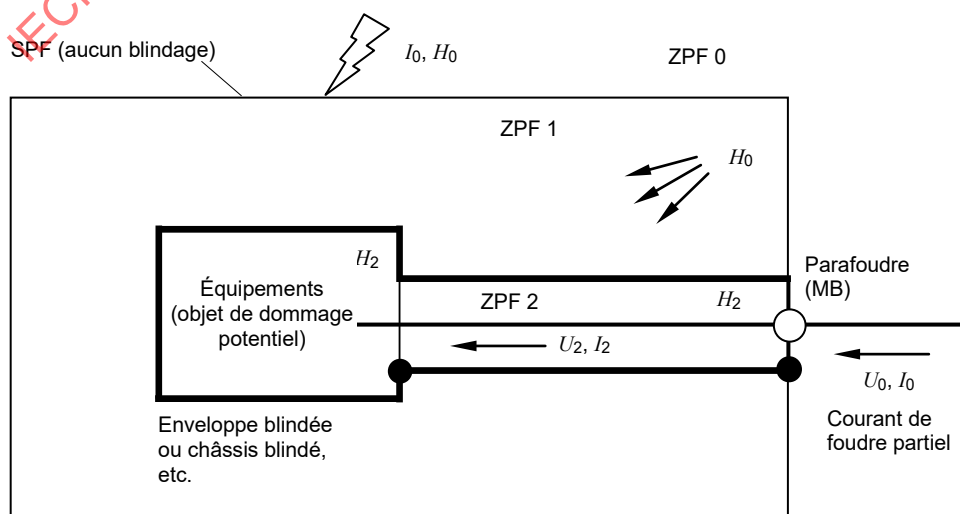
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-24:2019



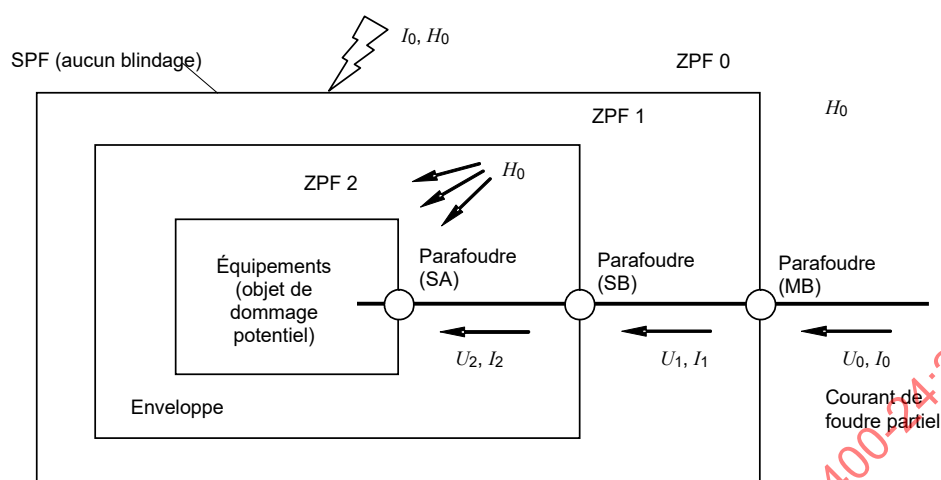
- a) Mesures SPM utilisant des blindages spatiaux et une protection coordonnée par parafoudres – Équipements correctement protégés contre les surtensions conduites ($U_2 \ll U_0$ et $I_2 \ll I_0$) et contre les champs magnétiques rayonnés ($H_2 \ll H_0$)



- b) Mesures SPM utilisant un blindage spatial de la ZPF 1 et une protection par parafoudres à l'entrée de la ZPF 1 – Équipements protégés contre les surtensions conduites ($U_1 < U_0$ et $I_1 < I_0$) et contre les champs magnétiques rayonnés ($H_1 < H_0$)



c) Mesures SPM utilisant un blindage des lignes internes et une protection par parafoudres à l'entrée de la ZPF 1 – Équipements protégés contre les surtensions conduites ($U_2 < U_0$ et $I_2 < I_0$) et contre les champs magnétiques rayonnés ($H_2 < H_0$)



d) Mesures SPM utilisant uniquement une protection coordonnée par parafoudres – Équipements protégés contre les surtensions conduites ($U_2 < U_0$ et $I_2 < I_0$), mais non contre les champs magnétiques rayonnés ($H_2 < H_0$)

Légende

- limite blindée
- limite non blindée

NOTE 1 Les parafoudres peuvent se situer aux emplacements suivants:

- à la limite de la ZPF1 (par exemple, au niveau du tableau principal de distribution (MB – *main distribution board*));
- à la limite de la ZPF 2 (par exemple, au niveau d'un tableau secondaire de distribution (SB – *secondary distribution board*));
- au niveau ou à proximité des équipements (par exemple, au niveau du socle de prise SA).

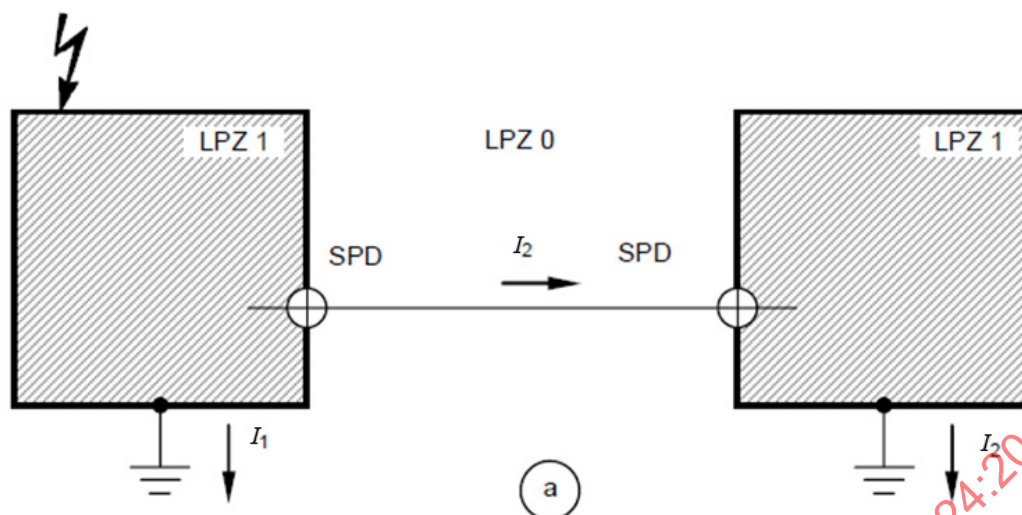
NOTE 2 Pour des règles d'installation détaillées, voir aussi l'IEC 60364-5-53.

NOTE 3 Cette figure est issue de l'IEC 62305-4.

Figure 4 – Exemples de SPM (mesures de protection contre les surtensions) possibles

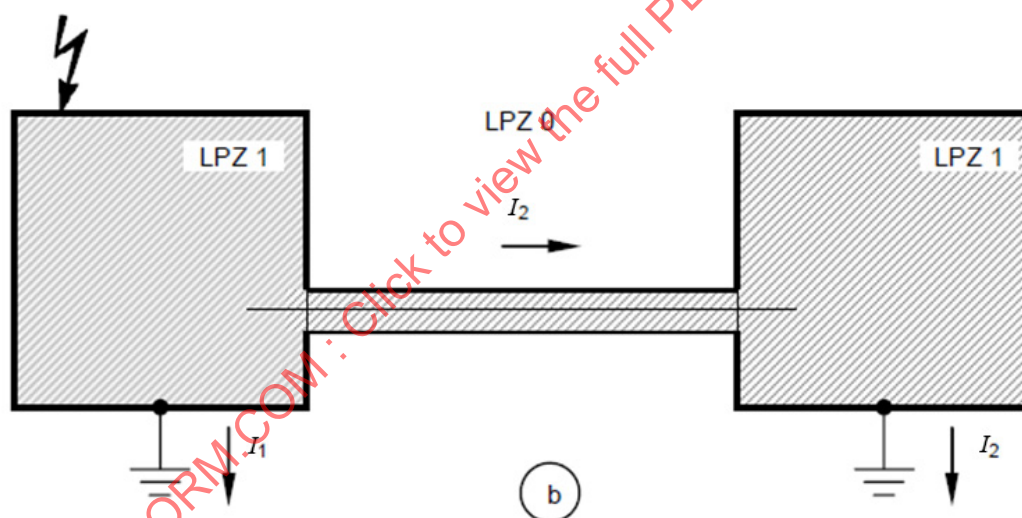
La Figure 5 représente deux ZPF 1 connectées par des réseaux de puissance ou de communication. Il convient de prendre un soin particulier si les deux ZPF 1 représentent des structures séparées avec des installations de mise à la terre différentes, distantes de plusieurs dizaines ou centaines de mètres. Dans ce cas, une grande partie du courant de foudre peut circuler le long des lignes de connexion qui ne sont pas protégées.

La Figure 6 indique que ce problème peut être résolu en utilisant des câbles ou des conduits blindés pour interconnecter les deux ZPF 1, à condition que les blindages soient capables de conduire le courant de foudre partiel. Le parafoudre peut être omis si la chute de tension le long du blindage n'est pas trop élevée.



Anglais	Français
LPZ	ZPF
SPD	Parafoudre

Figure 5 – Interconnexion de deux ZPF 1 utilisant des parafoudres



Anglais	Français
LPZ	ZPF

Figure 6 – Interconnexion de deux ZPF 1 utilisant des câbles ou des conduits blindés

8.5.2 Liaison équipotentielle au sein de l'éolienne

Une liaison équipotentielle conformément à l'IEC 62305-4 et à l'IEC TR 61000-5-2 doit être utilisée avec une éolienne afin d'assurer que des étincelles et une formation d'arc potentiellement dangereuses provoquées par des décharges électriques ne peuvent pas se produire entre les parties conductrices de l'éolienne. Ces liaisons équipotentielles assurent une protection contre les tensions de contact et de pas au cours d'une jointure de la foudre. Les liaisons équipotentielles jouent un rôle important dans la réduction de la probabilité de dommage aux réseaux de puissance et de commande. Les connexions d'équipotentialité à faible impédance empêchent les différences potentielles dangereuses entre les équipements à l'intérieur des éoliennes.

Ces connexions, pour être très efficaces, doivent utiliser au maximum les structures métalliques de grande taille de l'éolienne (c'est-à-dire principalement le pylône, le socle et le cadre de la nacelle, ainsi que le moyeu). Ces conducteurs d'équipotentialité peuvent de plus réduire les niveaux de champs magnétiques dus à la foudre. Les connexions métalliques, telles que celles représentées à la Figure E.3 et la Figure E.4 facilitent une répartition uniforme du courant dans les structures métalliques extérieures de l'éolienne, et réduisent ainsi l'influence du champ électromagnétique à l'intérieur de la structure (par exemple, à l'intérieur de la nacelle ou du pylône). Les structures métalliques de grande taille assurent un blindage électromagnétique maximal dans le cas d'une interconnexion électrique. Une liaison permanente des éléments de construction métallique réalisée à des intervalles suffisamment réduits assure une efficacité élevée du blindage électromagnétique d'une structure.

Par exemple, si des connexions d'équipotentialité existent entre les plates-formes métalliques et le pylône en plusieurs positions réparties autour de l'interface plates-formes-pylône, elles assurent un blindage électromagnétique efficace de la partie intérieure du pylône.

Une liaison et un blindage efficaces permettent d'empêcher une grande partie des dommages subis par les réseaux de commande d'une éolienne. L'Annexe G traite d'autres considérations concernant la liaison nécessaire dans une éolienne.

8.5.3 Protection contre l'IEMF et niveaux d'immunité

8.5.3.1 Généralités

La tension transitoire et les niveaux de tenue au courant (immunité) des équipements doivent être documentés par des essais conformément aux normes d'essai CEM IEC 61000-4-X, et les niveaux d'immunité ainsi identifiés doivent servir à évaluer la nécessité d'une protection complémentaire des équipements dans les environnements de chaque ZPF individuelle.

Nonobstant les exigences de tenue minimales indiquées ici, le niveau d'immunité des équipements doit toujours correspondre au niveau de menace de l'environnement dans lequel ils se trouvent.

En cas d'échec d'un essai, une analyse individuelle du niveau de tenue doit être effectuée. Lorsque la spécification du fabricant exige une protection ou des mesures externes clairement définies dans le manuel de l'utilisateur, les exigences d'essai doivent être appliquées conjointement avec le dispositif ou les mesures de protection externes.

8.5.3.2 Tenue des accès par les bornes de puissance des équipements

Les niveaux de tenue aux chocs (ou de résistibilité) des accès par les bornes de puissance des équipements sont définis dans l'IEC 61000-6-2 et soumis à l'essai conformément à l'IEC 61000-4-5. Synthèse des exigences minimales de tenue aux chocs:

Accès à courant alternatif (230 V / 400 V):

- ± 2 kV phase-terre;
- ± 1 kV entre phases;
- D'autres exigences de niveaux de tenue/isolation conformément à l'IEC 60664-1 doivent être également satisfaites.

Accès à courant continu (50 V):

- $\pm 1,0$ kV phase-terre
- $\pm 0,5$ kV entre phases
- D'autres exigences de niveaux de tenue/isolation conformément à l'IEC 60664-1 doivent être également satisfaites.

8.5.3.3 Tenue des accès par les bornes de signaux des équipements

Les niveaux de tenue aux chocs (ou de résistibilité) des accès par les bornes de signaux des équipements sont définis par les recommandations K.21 et K.20 de l'UIT-T pour les télécommunications et l'IEC 61000-6-2/IEC 61000-4-5 pour les accès par les bornes de signaux en général, pour les équipements installés dans les locaux du client et dans le bâtiment d'échange respectivement. Synthèse des exigences minimales de tenue aux chocs concernant les équipements installés dans les locaux du client:

Accès par les bornes de télécommunication:

- Accès connecté à une ligne externe, c'est-à-dire une ligne qui sort du bâtiment:
 - essai de mode commun de 1,5 kV (accès-terre);
 - essai de mode différentiel de 1,5 kV (entre les conducteurs des bornes de signaux).
- Accès connecté à une ligne interne non blindée, c'est-à-dire une ligne qui reste intégralement à l'intérieur du bâtiment (pas de connexion directe avec une ligne externe):
 - essai de mode commun de 1 kV.

Pour les accès par les bornes de signaux en général:

- Les accès par les bornes de signaux doivent être soumis à l'essai indépendamment de leur longueur de câble blindée ou non blindée:
 - essai en mode commun de 0,5 kV, accès soumis à l'essai en tant qu'accès non blindé (accès-terre).

8.5.3.4 Immunité aux perturbations électromagnétiques de l'électronique

Les niveaux d'immunité magnétique (ou de résistibilité) des équipements sont définis dans l'IEC 61000-4-9 et l'IEC 61000-4-10. Synthèse des exigences minimales de tenue aux chocs:

IEC 61000-4-9:

- ± 1 kA/m 8/20 [μ s].

IEC 61000-4-10:

- ± 100 A/m (oscillation amortie).

L'immunité doit être choisie selon l'application.

8.5.4 Blindage et cheminement des lignes

Le blindage permet l'affaiblissement des niveaux de champs électromagnétiques. La réduction des champs électromagnétiques peut réduire sensiblement les niveaux des tensions induites dans les circuits.

Le champ magnétique provoqué à l'intérieur d'une ZPF par des éclairs frappant la structure ou le sol voisin peut être réduit uniquement par le blindage spatial de la zone. Les chocs induits dans le réseau de commande par le câblage de connexion peuvent être réduits le plus possible soit par blindage spatial, soit par cheminement des lignes et blindage (par exemple, câbles blindés reliés aux deux extrémités), ou par une combinaison des deux méthodes.

Il convient d'utiliser le blindage magnétique et le cheminement des lignes conformément à l'IEC 62305-4, et de suivre les lignes directrices relatives aux pratiques d'installation correctes CEM décrites dans l'IEC TR 61000-5-2.

Les exigences concernant le matériau et les dimensions des blindages magnétiques doivent satisfaire à l'Article 6 de l'IEC 62305-4:2010.

Il convient de documenter l'utilisation du blindage et du cheminement des lignes par une analyse et/ou des essais.

L'évaluation de l'intensité de champ magnétique à l'intérieur d'une ZPF doit reposer sur les calculs du champ magnétique conformément à l'Annexe A de l'IEC 62305-4:2010. Une modélisation par ordinateur peut être utilisée, sous réserve d'une vérification de ces modèles conformément à l'Annexe O.

L'évaluation de l'effet de blindage des enveloppes doit être réalisée selon les méthodes décrites dans l'IEC 61000-5-7 et l'IEC 61587-3.

8.5.5 Protection par parafoudres

8.5.5.1 Généralités

La protection coordonnée par parafoudres comprend un ensemble de parafoudres choisis, coordonnés et installés de manière appropriée afin de réduire les défaillances des réseaux de puissance et de communication.

NOTE La coordination de la protection par parafoudres inclut les circuits de connexion destinés à assurer la coordination de l'isolement de réseaux complets.

La protection coordonnée par parafoudres limite les effets des chocs de foudre et des chocs de coupure internes. La protection des réseaux de puissance et de commande exige une approche systématique des parafoudres coordonnés à la fois pour les réseaux d'alimentation électrique à basse tension et pour les réseaux de commande. L'Annexe F donne des recommandations pour la protection coordonnée par parafoudres dans les éoliennes.

8.5.5.2 Position des parafoudres

Conformément à l'IEC 62305-4, dans un système de mesures de protection contre les surtensions (SPM), les parafoudres doivent être situés à l'entrée de la ligne à l'intérieur de chaque ZPF:

- les parafoudres soumis à l'essai avec I_{imp} (essai de classe I), tels que classés dans l'IEC 61643-11, doivent être installés le plus près possible de la limite de la ZPF 1;
- les parafoudres soumis à l'essai avec I_n (essai de classe II), tels que classés dans l'IEC 61643-11, doivent être installés le plus près possible de la limite de la ZPF 2 et d'une ZPF supérieure, et si nécessaire le plus près possible des équipements à protéger.

Si les parafoudres ne sont pas situés à l'entrée d'une ZPF, il doit être documenté que les équipements connectés des deux côtés de l'entrée peuvent résister à la tension de choc attendue. Il doit de même être assuré que le courant de choc conduit ne remet pas en cause l'environnement magnétique dans la ZPF pénétrée, voir la Figure 7.

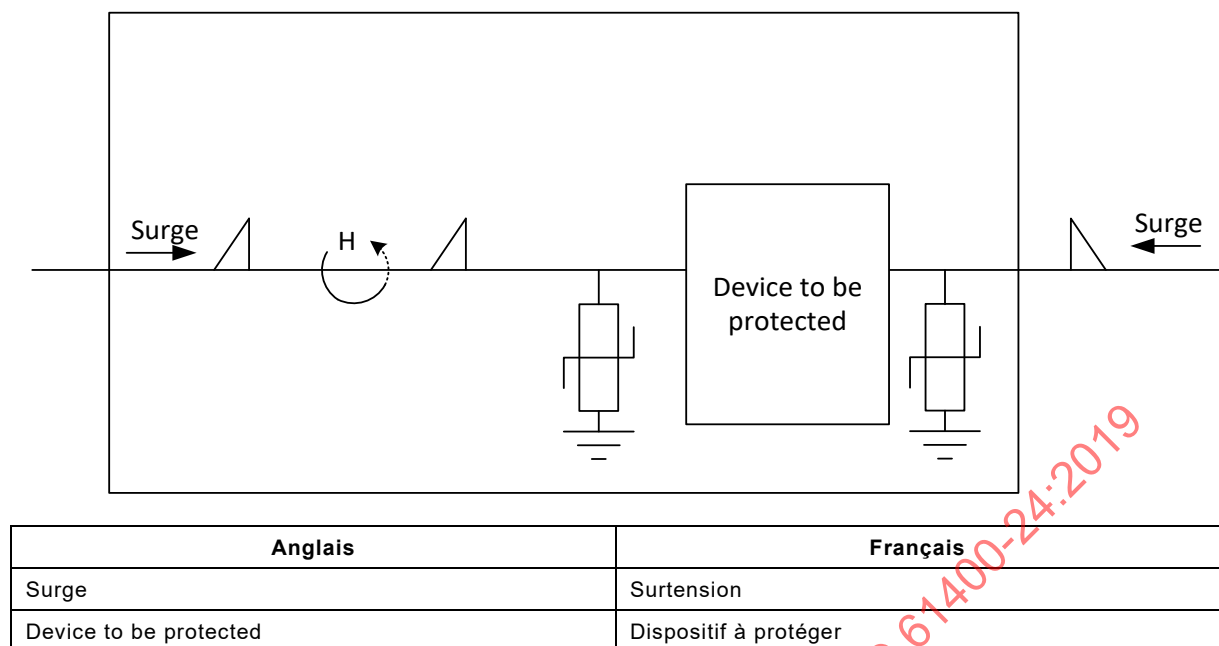
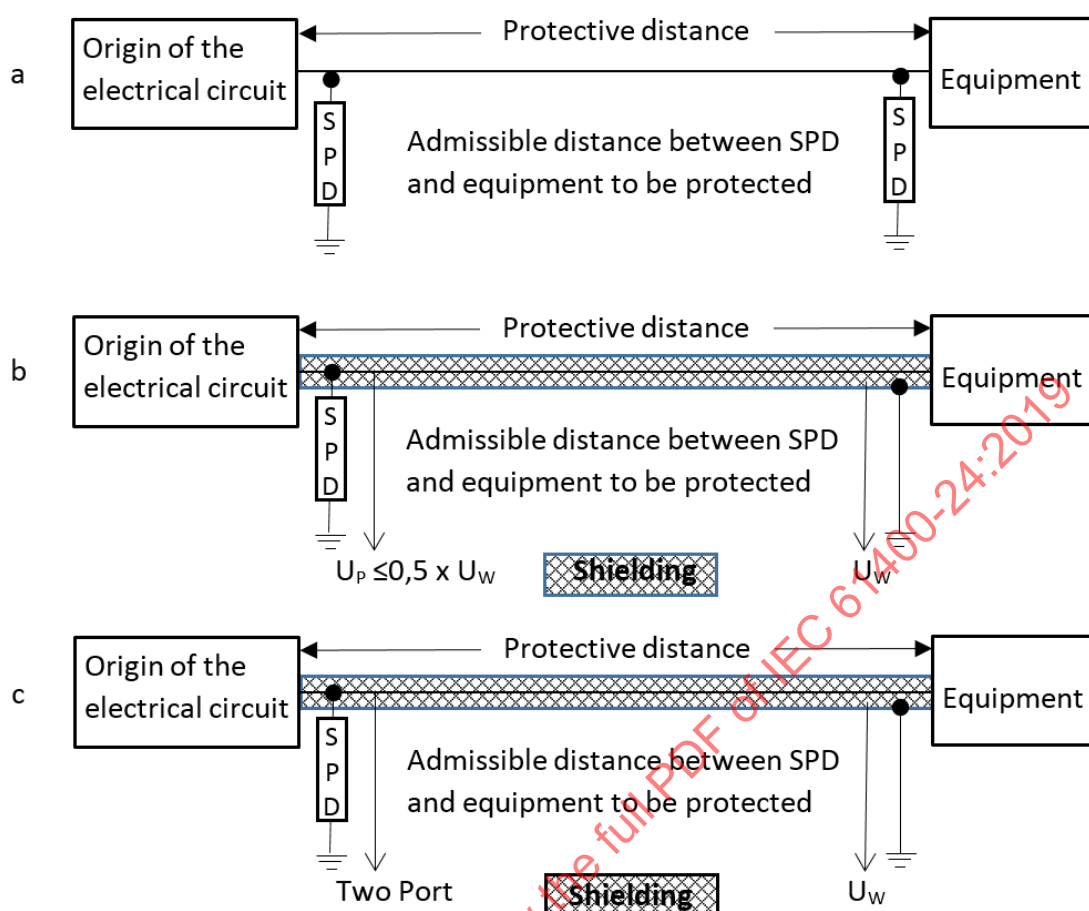


Figure 7 – Champ magnétique à l'intérieur d'une enveloppe dû à un câble de connexion de grande longueur entre l'entrée de l'enveloppe et le parafoudre

Lorsque la distance entre le parafoudre et les équipements à protéger est supérieure à 10 m (longueur de câble), il convient de prévoir des mesures de protection complémentaires telles que:

- Figure 8a: un parafoudre supplémentaire installé le plus près possible des équipements à protéger; son niveau de protection en tension U_P ne doit en aucun cas dépasser la tension de tenue aux chocs assignée exigée U_W des équipements; ou
- Figure 8b: l'utilisation de parafoudres à un port au point d'origine du circuit électrique ou à sa proximité; leur niveau de protection en tension U_P ne doit en aucun cas dépasser 50 % de la tension de tenue aux chocs assignée exigée U_W des équipements à protéger. Il convient de mettre en œuvre cette mesure conjointement à d'autres mesures telles que l'utilisation d'un câblage blindé dans l'ensemble du ou des circuits protégés; ou
- Figure 8c: l'utilisation de parafoudres à deux ports (IEC 61643-11) au point d'origine du circuit électrique ou à sa proximité; leur niveau de protection en tension U_P ne doit en aucun cas dépasser la tension de tenue aux chocs assignée exigée U_W des équipements à protéger. Il convient de mettre en œuvre cette mesure conjointement à d'autres mesures telles que l'utilisation d'un câblage blindé dans l'ensemble du ou des circuits protégés.



Anglais	Français
Origin of the electrical circuit	Point d'origine du circuit électrique
Protective distance	Distance de protection
Equipment	Équipements
SPD	Parafoudre
Admissible distance between SPD and equipment to be protected	Distance admissible entre le parafoudre et les équipements à protéger
Shielding	Blindage
Two port	À double accès

Figure 8 – Mesures de protection complémentaires

8.5.5.3 Choix des parafoudres

Les parafoudres qui doivent résister à un courant de foudre partiel d'onde typique 10/350 μs exigent un courant correspondant d'essai de choc I_{imp} . Pour les réseaux de puissance, un courant d'essai adapté I_{imp} est défini dans la méthode d'essai de Classe I de l'IEC 61643-11.

Les parafoudres qui doivent résister à des courants de choc induits d'onde typique 8/20 μs exigent un courant correspondant d'essai de choc I_n . Pour les réseaux de puissance, un courant d'essai adapté I_n est défini dans la méthode d'essai de Classe II de l'IEC 61643-11.

Les parafoudres doivent satisfaire à:

- l'IEC 61643-11 pour les réseaux d'alimentation électrique;
- l'IEC 61643-21 pour les réseaux de signaux et de télécommunications.

8.5.5.4 Installation des parafoudres

Les parafoudres doivent satisfaire aux règles d'installation données dans

- l'IEC 60364-4-44, l'IEC 60364-5-53 et l'IEC 61643-12 pour la protection des réseaux d'alimentation électrique;
- l'IEC 61643-22 pour la protection des réseaux de commande et de communication.

Les sites d'installation des parafoudres doivent être documentés par exemple au moyen de plans et de schémas de principe selon le système de mesures de protection contre les surtensions (SPM). Pour les parafoudres installés aux différentes limites de ZPF et les composants possibles de protection contre les surtensions installés à l'intérieur des équipements, les exigences concernant la coordination de l'énergie conformément à l'IEC 62305-4 et l'IEC 61643-12 doivent être satisfaites.

Conformément à l'IEC 62305-4, la coordination des parafoudres dans les réseaux de puissance et de commande doit être prise en considération. La documentation doit contenir des informations suffisantes concernant le mode de réalisation de la coordination entre les parafoudres.

Des lignes directrices supplémentaires relatives à la liaison (mise à la terre) et au câblage des réseaux et installations de puissance et de commande sont données de 8.5.1 à 8.5.4 et des exemples en sont présentés à l'Annexe G.

8.5.5.5 Contraintes environnementales

Les parafoudres doivent résister aux contraintes environnementales qui caractérisent le lieu d'installation telles que:

- la température ambiante;
- l'humidité;
- une atmosphère corrosive;
- les vibrations et les chocs mécaniques.

Lorsque le fabricant de l'éolienne ne définit aucune valeur spécifique, les parafoudres installés dans la nacelle ou dans le pylône peuvent être soumis à des contraintes de vibrations présentant les paramètres suivants:

- fréquence: 0,1 Hz à 10 Hz;
- accélération: 0,5 m/s².

Ces valeurs typiques de tenue aux vibrations des parafoudres utilisés dans les éoliennes sont fondées sur l'EN 50539-22 et peuvent être appliquées en l'absence de toute autre information.

Des exigences spécifiques complémentaires concernant l'aptitude à la fonction et l'installation des parafoudres peuvent apparaître selon les conditions au point d'installation dans l'éolienne. Si nécessaire, il convient que le fabricant de l'éolienne tienne compte des conditions d'environnement pour des points d'installation spécifiques, par exemple la nacelle et le moyeu.

8.5.5.6 Maintenance

La maintenance et le remplacement des parafoudres doivent être effectués selon un plan de maintenance fourni dans les manuels de service et de maintenance des éoliennes.

Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être inspectés et remplacés.

8.5.5.7 Surveillance des parafoudres

La protection par parafoudres des parties critiques des réseaux de puissance et de commande des éoliennes peut exiger une surveillance.

8.5.5.8 Choix des parafoudres par rapport au niveau de protection (U_p) et à l'immunité des réseaux

Le niveau de protection exigé U_p dans une ZPF doit être défini conformément aux niveaux d'immunité établis des équipements présents dans la ZPF comme cela est décrit en 8.5.3.

8.5.5.9 Choix des parafoudres par rapport à la tension de régime permanent (U_c)

Des exigences spécifiques par rapport à la tension de régime permanent (U_c) peuvent s'appliquer aux parafoudres du fait des variations importantes de tension et des surtensions temporaires au sein du réseau de puissance d'une éolienne. Dans ces cas, les parties appropriées des réseaux de puissance et les niveaux de tension et de courant, ainsi que la durée doivent être identifiés par analyse et/ou essais et les parafoudres doivent être choisis en conséquence.

Pour le choix de la protection par parafoudres, du circuit d'excitation de l'alternateur source et du circuit côté réseau de la source, il est nécessaire de prendre également en considération les paramètres suivants:

- les tensions maximales (P-P et P-terre) y compris les tolérances de réglementation,
- Il convient de choisir U_c de manière à supporter la contrainte des tensions transitoires répétitives superposées aux tensions de régime;
- la fréquence maximale,
- Il convient de choisir la fréquence de fonctionnement compte tenu de la fréquence de coupure de la source.

L'Annexe F donne d'autres exemples de ces paramètres.

Il doit être démontré que les parafoudres choisis peuvent résister à ces niveaux de contrainte spécifiques.

8.5.5.10 Choix des parafoudres par rapport au courant de décharge I_n et au courant de choc I_{imp}

Une analyse de la répartition du courant de foudre dans l'éolienne conformément à l'IEC 62305-1 et l'IEC 62305-4 est recommandée. Sur la base de ces calculs, les parafoudres peuvent être choisis par rapport au courant de décharge I_n et au courant de choc I_{imp} .

Les parafoudres propres aux circuits particulièrement exposés peuvent exiger des valeurs assignées supérieures à celles indiquées dans l'IEC 60364-5-53, ou bien ces circuits peuvent être blindés. Il convient d'identifier par analyse ces circuits particulièrement exposés soit à des contraintes élevées, soit à des contraintes répétées. Le cas échéant, ces circuits particulièrement exposés des réseaux de puissance et de commande d'une éolienne doivent être documentés dans les schémas de principe par le fabricant de l'éolienne. L'Annexe F donne d'autres informations concernant ces paramètres.

8.5.5.11 Choix des parafoudres par rapport au courant de court-circuit et à la valeur assignée d'interruption d'un courant de suite

La valeur assignée de courant de tenue au court-circuit de la combinaison du parafoudre et du dispositif de protection contre les surintensités ou OCPD (par exemple, un fusible), ainsi que la valeur assignée d'interruption d'un courant de suite du parafoudre telle que déclarée par son fabricant doivent être supérieures ou égales au courant maximal de court-circuit attendu au point d'installation. De plus, lorsqu'une valeur assignée d'interruption d'un courant de suite est déclarée pour le parafoudre, un calcul ou des essais doivent confirmer que l'OCPD réel installé dans le circuit de puissance spécifique ne fonctionne pas.

8.5.5.12 Comportement des parafoudres dans le cas d'éclairs multiples

Compte tenu de la fréquence relativement élevée des éclairs frappant les éoliennes et de la nature critique de l'installation des parafoudres dans les éoliennes, ces mêmes parafoudres doivent être capables de résister à des éclairs multiples.

8.5.5.13 Protection contre les surtensions de manœuvre transitoires engendrées dans les éoliennes

Il est nécessaire de prendre également en considération les surtensions transitoires et les chocs dus à des manœuvres dans les réseaux de puissance (impulsion électromagnétique de manœuvre ou SEMP). Ils ne relèvent toutefois pas du domaine d'application du présent document. Pour des informations générales, le lecteur est renvoyé à l'IEC TR 62066 pour le traitement des surtensions de manœuvre.

Une protection contre les surtensions de manœuvre transitoires peut être fournie par l'installation de parafoudres situés le plus près possible de l'origine de ces facteurs menaçants. Les surtensions dues à une manœuvre peuvent être plus longues et peuvent contenir plus d'énergie que les surtensions transitoires d'origine atmosphérique. Cet élément doit tenir compte du choix des parafoudres par rapport au courant nominal de décharge et au courant de choc de décharge.

L'Article F.7 fournit certaines informations concernant le choix des parafoudres par rapport aux surtensions engendrées dans les éoliennes.

8.5.6 Méthodes d'essai pour les essais d'immunité du réseau

Les essais d'immunité du réseau conformes à l'Annexe H doivent être effectués pour des réseaux dont les accès par les bornes de puissance ou les accès par les bornes de signaux sont connectés aux lignes entrantes provenant de la ZPF 0_A ou 0_B (des courants de foudre partiels circulant dans ces lignes). Des exemples types sont les réseaux d'avertissement et de commande montés au sommet de la nacelle, par exemple, avertisseur lumineux pour aéronef, électronique à l'intérieur des pales, etc.

Pour tous les autres réseaux de puissance, les essais spécifiés dans l'Annexe H fournissent des informations complémentaires concernant l'immunité au niveau du réseau – voir aussi 8.5.5.8.

8.6 Réseaux d'alimentation électrique à haute tension (HT)

Les éoliennes de grande taille sont généralement connectées, par un transformateur à haute tension (HT), à un réseau souterrain de câbles à haute tension qui peut relier un ensemble d'éoliennes soit directement au réseau électrique, soit à un poste de transformation qui élève la tension à celle du réseau de sous-transmission à 132 kV par exemple.

Le transformateur à haute tension d'une éolienne se trouve généralement dans la nacelle, en bas du pylône ou à proximité du pylône de l'éolienne.

Les dispositifs de protection contre les surtensions sont habituellement appelés parafoudres. Dans une application pour éolienne, les parafoudres servent à protéger le transformateur et le réseau à haute tension en général contre l'élévation du potentiel de terre due aux courants de terre traversant l'installation de mise à la terre de l'éolienne. Les parafoudres servent également à protéger contre les tensions transitoires pénétrant dans les éoliennes depuis le réseau de câbles à haute tension à l'extérieur de l'éolienne. Il convient d'évaluer la nécessité d'installer des parafoudres côté haute tension du transformateur sur la base des principes de l'IEC 62305-2 et de l'IEC 60071 (voir l'Article 7 et Annexe B).

L'évaluation des niveaux des tensions transitoires provenant du réseau de câbles à haute tension à l'extérieur de l'éolienne exige des simulations particulières des réseaux de puissance transitoires. Il convient que les études soient réalisées conformément à la série IEC 60071. En l'absence de ces études, l'installation de parafoudres à haute tension est recommandée comme mesure de précaution générale. Voir aussi l'IEC 62305-4 pour des recommandations concernant la méthode d'application des simulations de réseaux transitoires.

Il convient que les parafoudres à haute tension soient des parafoudres à oxyde métallique sans éclateur conformément à l'IEC 60099-4. Il convient de les choisir et de les appliquer conformément à l'IEC 60099-5.

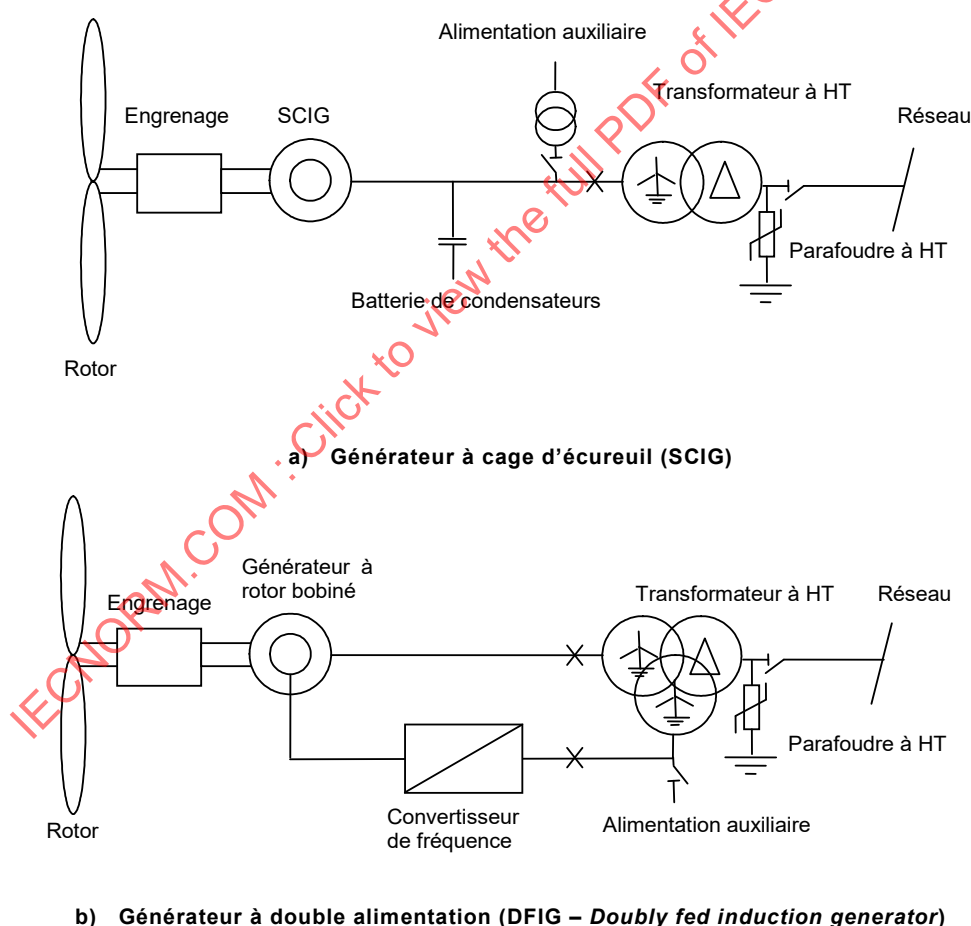


Figure 9 – Exemples d'installation de parafoudres à haute tension dans deux circuits électriques principaux d'éoliennes

Il convient de préférence d'installer les parafoudres à haute tension aux bornes du transformateur à haute tension comme représenté à la Figure 9, assurant ainsi une protection maximale du transformateur. Toutefois, étant donné que l'installation des parafoudres à une certaine distance de l'objet à protéger peut s'avérer pratique, la distance admise doit être déterminée par calcul. Une distance maximale de 10 m entre le parafoudre et l'objet à protéger peut généralement être admise. Lorsque la distance est plus importante ou les

circonstances exigent une étude plus minutieuse, il est nécessaire de déterminer si, par exemple, les parafoudres installés en bas du pylône peuvent fournir la protection nécessaire pour un transformateur installé dans la nacelle. Si le transformateur est installé à l'extérieur du pylône, il est important de connecter son installation de mise à la terre à celle de l'éolienne; il convient de préférence qu'il y ait une installation de mise à la terre.

Les parafoudres installés du côté basse tension (BT) du transformateur à haute tension constituent vraisemblablement une mesure de précaution générale, notamment si des tensions transitoires importantes peuvent circuler dans le transformateur depuis le côté haute tension, auquel cas il convient de choisir un type de parafoudre adapté à une application de transformateur (c'est-à-dire parafoudres à haute capacité d'absorption d'énergie). Le couplage capacitif et inductif transitoire entre les côtés HT et BT d'un transformateur, et par conséquent également les niveaux transitoires transférés vers le côté BT, dépendent en grande partie de la conception du transformateur et notamment de la connexion de terre de l'enroulement BT (se reporter à l'Annexe E de l'IEC 60071-2:2018 pour de plus amples informations). Il est ainsi recommandé, comme mesure de précaution générale, d'installer des parafoudres du côté BT du transformateur, ou en variante, que le fabricant fournisse un modèle de transformateur suffisamment détaillé pour des études de tensions transitoires, afin de déterminer si des parafoudres sont exigés du côté BT du transformateur.

NOTE L'IEC 60204-11 indique des exigences générales pour les réseaux à haute tension des machines.

9 Mise à la terre des éoliennes

9.1 Généralités

9.1.1 Objet et domaine d'application

La présence d'une installation de mise à la terre efficace est essentielle pour disperser les courants de foudre et empêcher tout dommage causé à une éolienne. L'installation de mise à la terre doit par ailleurs protéger les individus et les animaux domestiques contre les chocs électriques. Lorsque le réseau électrique subit des anomalies, il est nécessaire de maintenir les tensions de contact et de pas, ainsi que l'élévation du potentiel de terre global, à un niveau de sécurité jusqu'au déclenchement des dispositifs de protection et jusqu'à ce que ces derniers aient interrompu en toute sécurité la circulation du courant de défaut. Dans le cas des éclairs, l'installation de mise à la terre doit être conçue de manière à disperser et à conduire un courant de foudre à haute fréquence et haute énergie vers la terre sans aucun effet thermique et/ou électrodynamique dangereux.

Il est généralement recommandé de mettre en place une installation de mise à la terre pour une éolienne à utiliser pour la protection contre la foudre, ainsi qu'à des fins de mise à la terre des réseaux d'alimentation électrique. Par ailleurs, il est recommandé d'inclure les parties métalliques dans les structures de fondation de l'installation de mise à la terre, parce que l'utilisation des parties métalliques de ces structures de grande taille entraîne une résistance de terre la plus faible possible, et parce que la tentative de désolidarisation entre une installation de mise à la terre et les parties métalliques des fondations représenterait un danger structurel, notamment pour les fondations en béton.

Pour la conception de l'installation de mise à la terre visant à empêcher les tensions élevées de contact et de pas dues à des défaillances des composants à haute tension, se reporter aux codes électriques à haute tension tels que définis dans l'IEC 61936-1 et l'IEC TS 61936-2, l'IEC 60364-5-54, l'IEC 60364-6 et les normes nationales correspondantes. Se reporter à l'IEC TS 60479-1 et à l'IEC TR 60479-4 pour la sécurité humaine.

Le domaine d'application du présent document ne spécifie ni systèmes de protection contre la foudre ni installations de mise à la terre pour les parcs éoliens dans la mesure où il est nécessaire de réaliser une étude de conception spécifique pour chaque parc éolien compte tenu des conditions spécifiques au site et des interconnexions de puissance et de communication entre les éoliennes et par rapport aux réseaux extérieurs. L'Annexe Q informative comprend des recommandations concernant les installations de mise à la terre pour parcs éoliens.

9.1.2 Exigences fondamentales

L'installation de mise à la terre de l'éolienne doit être conçue de manière à fournir une protection suffisante contre tout dommage dû aux courants de défaut et aux coups de foudre interceptés par l'éolienne. La conception de l'installation de mise à la terre doit correspondre au NPF pour lequel le système de protection de l'éolienne est conçu.

L'installation de mise à la terre doit être conçue pour satisfaire à quatre exigences de conception fondamentales:

- a) assurer la sécurité individuelle par rapport aux tensions de contact et de pas qui apparaissent lors des défauts à la terre et de l'exposition au courant de foudre;
- b) empêcher tout dommage causé aux équipements;
- c) résister aux forces thermiques et électrodynamiques auxquelles elle est soumise lors d'un courant de défaut et de l'exposition à la foudre;
- d) avoir une résistance mécanique et une résistance à la corrosion de longue durée suffisantes.

9.1.3 Dispositions d'électrodes de terre

Deux types fondamentaux de dispositions d'électrodes de terre décrits dans l'IEC 62305-3 s'appliquent aux éoliennes:

- disposition de type A: Cette disposition n'est pas recommandée pour les éoliennes, mais peut être utilisée pour des petits bâtiments (par exemple, bâtiments contenant des instruments de mesure ou des entrepôts connectés à un parc éolien). Les dispositions de mise à la terre de type A sont constituées d'électrodes horizontales ou verticales connectées à au moins deux conducteurs de descente sur les structures;

NOTE Voir 5.4.2.1 de l'IEC 62305-3:2010 pour de plus amples informations concernant les dispositions de type A.

- disposition de type B: L'utilisation de la disposition de type B est recommandée avec les éoliennes. Ce type de disposition comprend soit une électrode de terre à anneau externe en contact avec le sol pour au moins 80 % de sa longueur totale, soit une électrode de terre à fond de fouille. Les électrodes annulaires et les parties métalliques de l'électrode à fond de fouille doivent être connectées à la structure du pylône.

9.1.4 Impédance d'une installation de mise à la terre

La résistance de terre conventionnelle de l'installation de mise à la terre n'affecte pas l'efficacité du dispositif de capture et du conducteur de descente. L'installation de mise à la terre doit être conçue de sorte que son impédance soit la plus faible possible afin de réduire la chute de tension totale lors de la conduction de courants de foudre transitoires (c'est-à-dire réduire le plus possible l'élévation du potentiel de terre), réduire le courant de foudre partiel circulant dans les lignes de service connectées à l'éolienne et réduire le risque d'étincelles sur les autres lignes de service proches de l'installation de mise à la terre.

La partie chargée de concevoir les fondations doit documenter les solutions mises en œuvre pour réduire l'élévation du potentiel de terre en cas d'exposition à une jointure directe de la foudre avec un courant de choc de temps de montée I correspondant au NPF I . La documentation doit indiquer la méthode d'obtention de la conformité à l'IEC 62305-3, ainsi que la méthode de prise en compte des impédances de fréquence de choc de l'installation de

mise à la terre par rapport à la tension de contact et de pas, au courant continu et à l'augmentation de la tension transitoire de l'installation de mise à la terre.

Le 1.2.2 comporte des informations complémentaires.

9.2 Liaison équipotentielle

9.2.1 Généralités

L'équipotentialisation est obtenue par interconnexion du SPF avec

- des parties métalliques structurelles;
- des installations métalliques;
- des réseaux internes;
- des parties conductrices et des lignes de service externes connectées à la structure.

Lorsque la liaison équipotentielle de foudre est établie avec des réseaux internes, une partie du courant de foudre peut circuler dans ces réseaux et cet effet doit être pris en compte.

Le mode d'obtention de la liaison équipotentielle de foudre des lignes de service telles que les réseaux de télécommunication et de puissance est important et doit être traité avec l'exploitant du réseau de télécommunication, celui du réseau d'énergie électrique et les autres exploitants ou autorités concernés, dans la mesure où des exigences conflictuelles peuvent exister.

9.2.2 Liaison équipotentielle de foudre pour les installations métalliques

Les connexions de liaison équipotentielle de foudre doivent être aussi directes et aussi simples que possible.

L'IEC 62305-3 répertorie les valeurs minimales de la section des conducteurs d'équipotentialité qui connectent différents points/barres d'équipotentialité, ainsi que la section des conducteurs qui connectent les points/barres à la prise de terre.

L'IEC 62305-3 répertorie également les valeurs minimales de la section des conducteurs d'équipotentialité qui connectent les installations métalliques internes aux points/barres d'équipotentialité.

9.3 Composants structurels

9.3.1 Généralités

Tous les composants conducteurs structurels des éoliennes sont en général capables de conduire une partie du courant de foudre, et une liaison équipotentielle de ces composants doit ainsi être réalisée.

9.3.2 Pylône tubulaire métallique

Le pylône doit être considéré comme le conducteur de terre (PE) principal de protection et la connexion de liaison équipotentielle.

En raison de la hauteur des pylônes, une jointure directe de la foudre sur la structure du pylône doit être attendue et de ce fait prise en compte dans la conception du pylône. Tous les composants conducteurs électriques et toutes les principales parties métalliques qui peuvent conduire le courant de foudre doivent faire l'objet d'une liaison équipotentielle avec le pylône. Le pylône doit servir de conducteur de descente et être construit de manière à permettre une libre circulation du courant de foudre.

9.3.3 Pylônes en béton armé

Le pylône doit être considéré comme le conducteur de terre (PE) principal de protection et la connexion de liaison équipotentielle. En raison de la hauteur du pylône, une jointure directe de la foudre avec la structure du pylône doit être attendue et de ce fait prise en compte dans la conception du pylône (voir IEC 62305-3).

L'utilisation des installations extérieures des systèmes de protection contre la foudre avec les pylônes en béton peut être envisagée. Il convient toutefois que ces installations fassent toujours l'objet d'une liaison équipotentielle avec l'armature en acier du pylône.

Les sorties de liaison équipotentielle connectées à l'armature en acier doivent être disposées aux points d'extrémité stratégiques pour la liaison équipotentielle des équipements à l'intérieur du pylône. Le pylône en béton armé doit être conçu conformément à 9.3.6.

En raison d'une hauteur toujours élevée, les pylônes sont également appelés "pylônes hybrides" dont la partie supérieure est conçue comme un pylône tubulaire métallique (voir 9.3.2). La partie inférieure est conçue comme un pylône en béton armé. Une attention particulière doit être accordée aux connexions de liaison équipotentielle situées entre les parties supérieure et inférieure du pylône. Il est nécessaire de répartir ces connexions autour de la paroi d'interface plates-formes-pylône en plusieurs positions à égale distance autour du périmètre afin d'offrir un blindage électromagnétique efficace de la partie intérieure du pylône et de faciliter la protection des installations internes. Ces connexions doivent résister aux effets thermiques et électromécaniques du courant de foudre (voir IEC 62305-3). Cette résistance peut être obtenue par le choix de composants ayant été soumis à l'essai de manière satisfaisante conformément à l'IEC 62561-1.

Toutes les parties et connexions des pylônes en béton entièrement ou partiellement constitués d'éléments et de câbles métalliques d'ancrage, de torons et de brides, ainsi que des pylônes similaires (par exemple, pylônes prémoulés modulaires), doivent être capables de supporter les effets de la conduction du niveau approprié de courant de foudre et des forces électrodynamiques correspondantes (voir IEC 62305-3) sans compromettre les exigences de conception mécanique.

9.3.4 Pylône en treillis

Un pylône en treillis protège sa partie intérieure contre la jointure directe de la foudre et offre une certaine réduction du champ électromagnétique de foudre. De ce fait, l'espace à l'intérieur du pylône est défini comme la ZPF 0_B . Il convient que la conduction de descente de foudre s'effectue par les éléments structurels du pylône en treillis qui doivent par conséquent satisfaire aux dimensions exigées pour les conducteurs de descente indiquées dans l'IEC 62305-3 compte tenu du partage du courant entre les trajets parallèles.

Une certaine protection des câbles peut être obtenue en les installant aux angles intérieurs des profils métalliques des piliers de pylônes. Des conduits ou chemins de câbles blindés disposés à l'intérieur du pylône en treillis fournissent également une protection.

9.3.5 Réseaux internes au pylône

La ZPF de la partie intérieure du pylône doit être définie et le niveau de protection exigé pour les équipements internes doit être évalué tel que traité en 8.5.

Les réseaux d'échelles doivent faire l'objet d'une liaison équipotentielle avec le pylône à chaque extrémité et au niveau de chaque plate-forme. Il est indispensable de vérifier par liaison équipotentielle que les tensions de contact et de pas ne dépassent jamais les valeurs répertoriées dans l'IEC 62305-3.

Les rails, guides pour palans, canalisations hydrauliques, torons, câbles pour la protection individuelle et autres composants traversant un pylône doivent faire l'objet d'une liaison équipotentielle à chaque extrémité.

Tout établissement de la conception sur la distance de séparation doit faire l'objet d'un traitement et d'une documentation spécifiques.

Il convient de connecter ensemble les installations de mise à la terre du transformateur à haute tension et de l'éolienne. L'utilisation d'installations de mise à la terre séparées pour les réseaux d'alimentation électrique et la protection contre la foudre n'est pas recommandée.

9.3.6 Fondation en béton

Dans la mesure où l'armature métallique de la fondation d'une éolienne fait toujours partie intégrante du trajet du courant de foudre ou de défaut vers l'électrode de terre indépendante en raison des connexions mécaniques et électriques avec le pylône, elle doit toujours être considérée comme une partie intégrante du SPF.

La continuité électrique des parties en acier des structures en béton armé doit être assurée. Ces parties en acier sont considérées comme des parties à continuité électrique en cas de connexion des principales parties des barres verticales et horizontales. Le soudage, le serrage ou le chevauchement des connexions entre les parties de l'armature métallique doit représenter au minimum 20 fois leurs diamètres, et lesdites connexions doivent être reliées par un fil conducteur ou fixées par tout autre moyen sûr. Il convient d'accorder un soin particulier aux interconnexions afin d'empêcher tout dommage causé au béton en raison d'une formation d'arc localisée sur des contacts de mauvaise qualité.

Les connexions entre les éléments d'armature doivent être spécifiées par le concepteur, et l'installateur doit soumettre les connexions à un contrôle AQ. L'exigence concernant les connexions directes courtes pour la mise à la terre de la protection contre la foudre doit être observée de façon permanente.

Lorsque l'armature en acier est utilisée pour la terre de protection des réseaux d'alimentation électrique, l'épaisseur des piquets de l'armature et les connexions doivent satisfaire aux exigences concernant les installations de mise à la terre de ces réseaux, ces exigences étant généralement stipulées dans le code électrique.

Les sorties dédiées à une liaison équipotentielle, un mesurage ou une extension supplémentaires de l'installation de mise à la terre doivent être prévues aux emplacements appropriés de la fondation.

9.3.7 Fondation en zone rocheuse

Dans les zones rocheuses, la surface de la roche présente normalement la résistivité la plus faible. L'UIT-R P.832-3 fournit des cartes présentant des régions dans lesquelles une roche à haute résistivité dont la conductivité est inférieure ou égale à 1 mS/m (résistivité de 1 000 Ω m ou plus) est attendue.

La prise de terre de type B doit être utilisée. Voir I.1.1 pour de plus amples informations concernant les détails de conception.

Il est nécessaire de réaliser une étude relative à l'élévation du potentiel de terre à basse fréquence afin d'analyser les conditions du site individuel, et l'installation de mise à la terre doit être conçue sur la base de cette analyse et de la satisfaction aux exigences par rapport aux tensions de contact et de pas.

Les boulons d'ancrage pour la roche doivent être interconnectés entre eux et à l'installation de mise à la terre en boucle. Lorsque du béton armé est utilisé, se reporter à 9.3.6.

Dans les zones rocheuses, il peut ne pas être possible d'obtenir une résistance de terre faible sans installations de mise à la terre très extensives. Dans ces zones, il convient par conséquent d'insister sur la nécessité d'un contrôle de la différence de potentiel superficiel afin de limiter les tensions de contact et de pas à la surface sur laquelle des individus et des animaux domestiques sont susceptibles de se tenir. Ce contrôle peut se traduire par la mise en place d'une ou de plusieurs électrodes annulaires autour des éoliennes et d'autres installations, tout en assurant une protection contre les surtensions pour toutes les lignes de service de connexion des éoliennes au système de collecte de puissance et aux réseaux de communication (voir 8.5).

9.3.8 Fondation monopieu métallique

Par nature, une fondation monopieu métallique est une électrode de terre de grande taille. Elle doit être utilisée comme l'électrode de terre principale.

Un réseau d'électrodes annulaires dédiées au contrôle des gradients de potentiel superficiel à proximité des fondations peut être nécessaire selon la résistivité du sol.

9.3.9 Fondation en mer

La résistivité de l'eau de mer est considérablement inférieure à celle de la plupart des sols (Voir l'UIT-R P.832-3 pour des informations concernant la résistivité de l'eau de mer). Par conséquent, pour une fondation en mer, telle qu'une fondation monopieu ou en béton, armé, les exigences concernant une installation de mise à la terre sont considérées comme satisfaites et aucune mesure supplémentaire telle que l'installation d'une électrode annulaire, etc., n'est exigée. L'interconnexion de fondations en mer autrement que par la connexion des blindages de câbles d'un système de collecte de puissance aux deux extrémités n'est généralement pas exigée.

Les installations de mise à la terre extérieures en cuivre ne peuvent pas être utilisées en mer en raison des problèmes de corrosion.

9.4 Dimensions des profils d'électrodes

La longueur minimale, l_1 , des électrodes de terre dépend du niveau de protection contre la foudre (I-IV) et de la résistivité du sol.

Pour des résistivités du sol supérieures à 500 Ωm , la longueur minimale, l_1 , augmente de façon linéaire jusqu'à 80 m avec une résistivité du sol de 3 000 Ωm .

Une disposition de type B comprend soit un ceinturage externe à la structure à protéger, en contact avec le sol pour au moins 80 % de sa longueur totale, soit une électrode de terre à fond de fouille. Ces électrodes de terre peuvent également être à mailles.

Pour l'électrode de terre annulaire (ou électrode de terre à fond de fouille), le rayon moyen, r_e , de la surface délimitée par cette électrode (ou l'électrode de terre à fond de fouille) ne doit pas être inférieur à la valeur l_1 :

$$r_e \geq l_1 \quad (20)$$

Où l_1 est représentée à l'Annexe I, Figure I.1 selon les niveaux SPF I, II, III et IV.

Lorsque la valeur exigée de l_1 est supérieure à la valeur pratique de r_e , des électrodes horizontales ou verticales (ou inclinées) supplémentaires doivent être ajoutées, les longueurs individuelles l_r (horizontales) et l_v (verticales) étant données par les équations suivantes:

$$l_r = l_1 - r_e \quad (21)$$

$$l_v = (l_1 - r_e)/2 \quad (22)$$

Les électrodes doivent être au moins deux.

Il convient de connecter les électrodes supplémentaires de la façon la plus équidistante possible.

La longueur minimale énoncée, l_1 , peut ne pas être prise en compte si la résistance de terre de l'installation de mise à la terre est inférieure à 10 Ω mesurée à une fréquence différente de la fréquence industrielle (50 Hz à 60 Hz) et de ses harmoniques d'ordre inférieur.

Les informations concernant la résistivité du sol, le courant de défaut à la terre présumé et la durée d'élimination sont très importantes dans la planification de la conception et la mise en place correctes de l'installation de mise à la terre.

La résistivité du sol est très différente selon la nature du sol. Les méthodes de calcul de l'électrode de terre nécessaire selon les profils géométriques et physiques sont indiquées à l'Annexe I.

9.5 Réalisation et maintenance de l'installation de mise à la terre

Le concepteur de l'installation de mise à la terre doit préparer un plan de mise en place qui décrit la configuration de l'installation avec des informations détaillées sur les points de connexion, l'utilisation de connecteurs, attaches et soudures, la position des sorties et leur nombre, ainsi que leurs type et qualité.

Une inspection doit être effectuée lors des travaux de construction, notamment avant de couler le béton.

NOTE Les codes électriques peuvent exiger le mesurage de la résistance de terre.

Un manuel de service et de maintenance doit décrire la fréquence et le mode d'inspection et de maintenance de l'installation de mise à la terre. Il convient que le concepteur et l'exploitant des éoliennes conviennent des intervalles d'inspection. Il convient de tenir compte des environnements agressifs, lorsqu'une inspection plus régulière peut s'avérer nécessaire. Lorsqu'il est prévu que les composants de l'installation de mise à la terre aient une certaine durée de vie en service, l'intervalle d'inspection ne peut être supérieur à la durée de vie en service la plus courte prévue des composants.

10 Sécurité individuelle

Le montage sur terre des éoliennes de grande taille dure plusieurs jours en prenant en compte le temps nécessaire au montage et au démontage des grues de levage de très grande taille utilisées. Le montage des éoliennes en mer peut en revanche s'effectuer en moins d'une journée en utilisant des navires ou des plates-formes élévatrices spéciaux. Dans tous les cas, les travaux de réalisation post-montage nécessitent habituellement quelques semaines avant la mise en service de l'éolienne. Pendant cette durée, de nombreuses personnes travaillent dans, sur et autour de l'éolienne, et se trouvent ainsi exposées à un risque élevé si la foudre vient à frapper l'éolienne.

Il convient par conséquent de mettre en place des procédures de sécurité par rapport à la foudre. Il convient que ces procédures incluent:

- une vérification régulière des prévisions météorologiques locales (par exemple chaque matin);
- une formation aux premiers soins pour le personnel par rapport aux blessures et lésions dues à la foudre et aux accidents électriques;

- l'application dès que possible de connexions intermédiaires de l'installation de mise à la terre;
- l'identification des lieux sûrs;
- les informations concernant le signal d'alarme contre la foudre pour toutes les personnes présentes sur le site;
- les instructions au personnel afin
 - qu'il surveille la formation des nuages d'orage, des coups de tonnerre et des éclairs;
 - qu'il ait conscience des signes des champs électriques importants émis par les nuages d'orage, tels que les cheveux qui se dressent sur la tête, des crépitements ou un éclat lumineux des extrémités pointues telles que les dispositifs de capture;
 - qu'il interrompe les travaux en cours et se dirige vers le lieu sûr le plus proche une fois prise en compte la menace de la foudre ou à réception du signal d'alarme contre la foudre.

Il convient d'inclure ces procédures de sécurité dans le plan d'hygiène et de sécurité du site de construction, ainsi que dans le manuel de montage de l'éolienne, et le manuel de service et de maintenance transmis par le fournisseur de l'éolienne.

Il convient qu'un marquage (par exemple, des pictogrammes) indique clairement les lieux sûrs.

Les services météorologiques communiquent des prévisions d'orages raisonnablement précises ainsi que des services d'alerte par téléphone, messages SMS ou Internet dont il convient sans aucun doute de tenir compte. Toutefois, il convient que ces services ne se substituent pas à l'instruction des personnes présentes sur le site leur stipulant de surveiller la formation des nuages d'orage, du tonnerre (perceptible sur une distance de 10 km à 15 km) et de la foudre (visible sur une distance $\sim$ 30 km). Différents fabricants proposent des dispositifs de détection de la foudre et de détection d'orage de zone locale et portables. Se reporter à l'Annexe L pour de plus amples informations sur les systèmes de surveillance de la foudre.

Certains systèmes d'alarme contre la foudre peuvent ne pas détecter tous les éclairs, notamment le premier éclair d'un orage en formation (voir l'IEC 62793 pour des informations concernant les dispositifs de détection d'orage). Il est par conséquent essentiel que l'ensemble du personnel ait conscience du risque que présente la foudre pour leur sécurité individuelle.

Lors des travaux de construction, il convient de connecter les grues de levage, générateurs, etc. à l'installation de mise à la terre dès que possible.

Les personnes travaillant à l'extérieur de la nacelle et sur les pales ne sont sans aucun doute pas en sécurité, tout comme les personnes se déplaçant à l'extérieur du pylône de l'éolienne, se trouvant à proximité du pylône, grimpant sur les échelles, en contact avec les circuits électriques ou le réseau de communications câblé ou travaillant sur ces derniers, etc. sont exposées à un risque si la foudre vient à frapper l'éolienne. Il convient par conséquent d'inciter ces personnes à interrompre leur travail et à se diriger vers des lieux sûrs jusqu'à ce que le danger soit écarté.

Les plates-formes à l'intérieur des pylônes tubulaires sont généralement considérées comme des lieux sûrs, le pylône étant une cage de Faraday quasi parfaite. Il convient d'inciter les personnes se trouvant à l'intérieur de l'éolienne à interrompre leur travail et à se diriger vers la plate-forme la plus proche à l'intérieur du pylône et à y rester jusqu'à la fin de l'orage. Les autres lieux sûrs sont l'intérieur des véhicules à toit métallique, les conteneurs métalliques, etc.

Dans la mesure où une communication efficace s'avère difficile dans une zone de construction, il convient de définir un certain type de signal d'alerte acoustique, de signal radio ou tout moyen efficace équivalent d'alerte dans une zone étendue (il peut s'agir simplement de coups de klaxon répétés émis par un avertisseur d'automobile ou d'un avertisseur à air comprimé).

La documentation des éoliennes doit définir les lieux sûrs à l'intérieur de l'éolienne, y compris les distances de sécurité individuelle nécessaires et les autres précautions à prendre par les individus se trouvant sur le lieu sûr, telles que les instructions stipulant de se tenir debout ou de s'asseoir sur les plates-formes et d'éviter de toucher les réseaux électriquement conducteurs à extension verticale dans le pylône.

La distance de séparation telle que définie dans l'IEC 62305-3 peut servir à calculer la distance de sécurité individuelle afin d'éviter que les personnes se trouvant dans les lieux sûrs ne soient exposées à des contournements non contrôlés.

11 Documentation du système de protection contre la foudre

11.1 Généralités

Le présent article synthétise toute la documentation exigée dans les autres articles. Les descriptions sont écourtées et regroupées pour une meilleure présentation.

La documentation d'évaluation de la conception est indiquée en 11.2 et la documentation de l'évaluation du site est indiquée en 11.3. La documentation nécessaire préalablement à l'inspection des systèmes de protection contre la foudre est indiquée en 11.4, et les manuels sont énumérés en 11.5.

La documentation peut être soit un document distinct de protection contre la foudre, soit des références aux autres documentations dans lesquelles les informations sont disponibles.

11.2 Documentation nécessaire pour l'évaluation de la conception

11.2.1 Généralités

Les documents d'ordre général (11.2.2) doivent cibler l'éolienne dans son ensemble et présenter la philosophie de protection appliquée. Ces documents doivent être liés les uns aux autres, et comporter des informations plus détaillées concernant les pales de rotor, ainsi que les systèmes mécaniques, réseaux électriques et de liaison, installations de mise à la terre et autres réseaux (11.2.3 à 11.2.7).

11.2.2 Documentation générale

a) Schéma d'implantation (représentation unifilaire) du système de protection des éoliennes contre la foudre comprenant:

- 1) les structures distinctes et les connexions;
- 2) les schémas de circuits présentant les ZPF et leurs limites. L'Annexe E fournit des exemples de base de ce type de documentation;
- 3) les dispositifs de capture de la foudre;
- 4) la position des conducteurs de descente de la foudre;
- 5) les électrodes de terre et le contrôle du potentiel superficiel;
- 6) la position des conducteurs de liaison et des barres d'équipotentialité;
- 7) la position des parafoudres;
- 8) les points de liaison des blindages de câbles.

b) Conception

- 1) la description du mode d'éloignement du courant de foudre par rapport aux points d'interception et de sa conduction dans l'éolienne vers l'installation de mise à la terre;
 - 2) le niveau de protection contre la foudre utilisé pour la conception;
 - 3) il convient de documenter l'appréciation du risque en cas d'utilisation d'un NPF Inférieur au NPF I;
 - 4) une analyse de la répartition du courant de foudre à l'intérieur de l'éolienne;
 - 5) le choix et la vérification de la coordination de l'énergie des parafoudres;
 - 6) la spécification des matériaux utilisés, y compris les propriétés de corrosion et la protection contre la corrosion;
 - 7) l'identification des pièces d'usure et des pièces du SPF exemptes de maintenance.
- c) Procédures de sécurité du personnel par rapport à la foudre.

11.2.3 Documentation pour les pales de rotor

- a) Schéma des pales de rotor contenant:
- 1) les sections des conducteurs de descente;
 - 2) les composants conducteurs supplémentaires éventuels;
 - 3) la connexion entre les segments de conducteurs de descente individuels.
- b) Description contenant:
- 1) le montage des dispositifs de capture et des conducteurs de descente;
 - 2) les mesures prises pour éviter une formation d'arc interne dans les pales;
 - 3) la définition de l'inspection et de la maintenance exigées pour les dispositifs de capture, éclateurs ou contacts glissants;
 - 4) la définition de l'inspection et de la maintenance exigées pour les composants des conducteurs de descente et les composants de connexion;
 - 5) les instructions pour l'inspection et la maintenance, y compris la définition des critères de remplacement des pièces d'usure.
- c) La documentation de la méthode de vérification présentant la capacité du dispositif de capture et des conducteurs de descente à intercepter de façon suffisante les coups de foudre et à conduire les courants de foudre.

11.2.4 Documentation des systèmes mécaniques

- a) Vérification de la capacité de conduction du courant de foudre.
- b) Descriptions des mesures prises pour protéger les paliers et les systèmes hydrauliques contre l'effet du courant de foudre. La description doit contenir la documentation et les preuves de la technologie éprouvée et/ou les rapports d'essai qui vérifient l'efficacité des mesures de protection.
- c) En l'absence de protection, il est exigé que les rapports d'essai indiquent que, même avec des impacts de foudre réguliers, les paliers peuvent être utilisés pendant toute leur durée de vie théorique.

11.2.5 Documentation des réseaux de puissance et de communication

- a) conception des blindages et de l'installation des réseaux de puissance et de communication;
- b) choix et coordination des parafoudres;
- c) niveaux d'immunité des équipements;
- d) plan de maintenance des parafoudres;
- e) analyse définissant la nécessité de parafoudres à haute tension.

11.2.6 Documentation des installations de mise à la terre et des réseaux de liaison équipotentielle

- a) plan électrique général de liaison équipotentielle pour toutes les installations de mise à la terre et tous les réseaux de liaison équipotentielle dans l'éolienne, présentant le réseau de liaison équipotentielle électrique général;
- b) descriptions et schémas contenant les données appropriées;
- c) spécification des matériaux utilisés, y compris les propriétés de corrosion et la protection contre la corrosion appliquée;
- d) description du contrôle AQ (assurance qualité) des connexions du SPF à effectuer.

11.2.7 Documentation des systèmes de protection du capot de nacelle, du moyeu et du pylône contre la foudre

- a) Schéma contenant les informations suivantes:
 - 1) le capot de nacelle, le disque de moyeu présentant les parties métalliques utilisées comme dispositif de capture de la foudre;
 - 2) les dispositifs de capture;
 - 3) les points de liaison;
 - 4) la description et le marquage des points de connexion des systèmes de mise à la terre le cas échéant;
 - 5) les grilles métalliques ou les conduits métalliques obturés, le cas échéant;
 - 6) les mesures de blindage du moyeu et de la nacelle;
 - 7) le marquage des points de mesure.
- b) Rapports ou certificats d'essai des composants du SPF utilisés le cas échéant.
- c) Liaison entre les installations extérieures des systèmes de protection des pylônes en béton contre la foudre et l'armature en métal du pylône.
- d) Dimensions des éléments structurels des pylônes en treillis.

11.3 Informations spécifiques au site

Les informations et la documentation spécifiques au site ne font pas partie intégrante de l'évaluation de la conception d'une éolienne.

- a) Situation de foudre dans la région du site d'implantation d'un parc éolien.
- b) La documentation propre à une mise à la terre comprend les informations complémentaires suivantes:
 - 1) résistivité du sol;
 - 2) courant de défaut à la terre;
 - 3) durée d'élimination du défaut à la terre.
- c) Plan d'hygiène et de sécurité applicable au site de construction par rapport à la foudre et aux orages.

11.4 Documentation à fournir dans les manuels pour les inspections du SPF

- a) description du SPF;
- b) description de l'installation de mise à la terre;
- c) rapports des inspections précédentes, le cas échéant;
- d) modèle de rapport d'inspection visuelle du SPF;
- e) modèle de rapport d'inspection complète du SPF.

11.5 Manuels

Les manuels (instructions) suivants, qui peuvent être combinés, doivent traiter des questions pertinentes par rapport aux systèmes de protection contre la foudre et aux installations de mise à la terre:

- a) manuels d'installation et de maintenance des fondations;
- b) manuels d'installation et de maintenance des pylônes;
- c) manuels de transport, assemblage et mise en service des éoliennes;
- d) manuels de fonctionnement, service et maintenance des éoliennes.

12 Inspection du système de protection contre la foudre

12.1 Domaine d'application de l'inspection

Partie intégrante du concept de protection contre la foudre, un programme d'inspection doit être défini et inclus dans les manuels propres aux éoliennes. Les inspections doivent avoir pour objectif de vérifier que:

- le SPF est toujours conforme à la conception d'origine sur la base du présent document;
- tous les composants du SPF sont en bon état et capables d'accomplir leurs fonctions de conception.

Le SPF doit être conçu de manière à permettre à l'exploitant d'inspecter les parties vitales du système.

Le fabricant de l'éolienne est chargé d'établir un plan d'inspection/une instruction d'inspection et d'inclure des points d'autocontrôle dans les instructions de travail, manuels de service et de maintenance des éoliennes, manuels de maintenance des fondations, etc.

12.2 Séquences des inspections

12.2.1 Généralités

Un programme d'inspection doit être établi. Il convient d'effectuer les inspections conformément à 12.1. Ces inspections doivent au moins être effectuées au cours des processus suivants:

- production de l'éolienne;
- installation de l'éolienne;
- mise en service de l'éolienne;
- à des intervalles raisonnables par rapport à la position de l'éolienne (les intervalles de temps maximaux généraux entre les inspections régulières sont donnés dans le Tableau 6);
- après des situations dans lesquelles les parties de l'éolienne ont été démontées ou réparées (c'est-à-dire, pales, composants principaux, systèmes de commande, etc.).

12.2.2 Inspection au cours de la production de l'éolienne

Le programme d'inspection peut être appliqué par des vérificateurs de la qualité de fabrication ou par un autocontrôle selon les déclarations du plan d'inspection. Il doit être vérifié, au cours de la production, du montage et de l'installation, que toutes les installations et mesures associées à la protection contre la foudre sont réalisées et appliquées correctement. Toutes les informations détaillées importantes doivent être décrites dans les instructions de travail, etc.

12.2.3 Inspection au cours de l'installation de l'éolienne

L'installation de mise à la terre doit faire l'objet d'une inspection attentive au cours de l'installation, se concentrant particulièrement sur:

- tout dommage mécanique au cours de l'excavation et du remblayage;
- la stabilité mécanique au cours du coulage;
- la connectivité électrique avec les autres parties métalliques (par exemple, escaliers en extérieur);
- la connexion aux installations de mise à la terre à fond de fouille;
- la connexion aux installations de mise à la terre extérieures;
- la corrosion galvanique.

D'autres parties du système non visibles peuvent faire l'objet d'une inspection ultérieure, ces parties exigeant une concertation particulière au cours de l'installation.

12.2.4 Inspection au cours de la mise en service de l'éolienne et inspection périodique

Partie intégrante de la mise en service de l'éolienne, le système de protection contre la foudre doit faire l'objet d'une inspection. Cette inspection doit au moins être visuelle et prendre la forme d'un mesurage de la continuité aux emplacements auxquels le SPF ne peut pas être inspecté. Les mesurages de la continuité doivent être effectués conformément à l'IEC 62305-3 au moyen d'un instrument approprié tel qu'un microohmmètre quadrifilaire. Voir l'Annexe J pour un exemple de points de mesure définis.

NOTE Les connexions au moyen de balais ou d'éclateurs, voire des dispositifs équivalents, peuvent être mises en court-circuit si nécessaire afin d'effectuer un mesurage de continuité des autres parties du SPF.

Il est important que l'élaboration du plan d'inspection tienne compte des points suivants:

- érosion et corrosion des éléments du dispositif de capture (inspection périodique uniquement);
- propriétés mécaniques et électriques des conducteurs, connexions, contacts glissants ou éclateurs;
- état des connexions, de la liaison équipotentielle, des fixations, etc.;
- état des parafoudres;
- corrosion des électrodes de terre (inspection périodique uniquement).

Avec certains intervalles d'inspection (indiqués dans le Tableau 6), une inspection complète comprenant les mesurages de la continuité des parties vitales du SPF et une inspection des parafoudres non surveillés doivent être effectuées.

Les fabricants des pales et de l'éolienne peuvent définir dans leurs manuels de service et de maintenance des intervalles d'inspection du SPF spécifiques en fonction de N_d , le nombre d'éclairs par an frappant l'éolienne sur la base de la durabilité de la conception de la protection contre la foudre documentée par analyse et essais. La maintenance peut dépendre de l'occurrence des coups de foudre en cas de surveillance des coups de foudre frappant l'éolienne.

Les mesurages de la continuité peuvent être effectués au moyen d'un résistivohmmètre quadrifilaire approprié afin de vérifier la continuité. Le critère de réussite à utiliser peut dépendre de la conception et doit par conséquent être défini par le fabricant. Un défaut de continuité est clairement une défaillance, mais le mesurage de la continuité proprement dit ne valide pas la conception.

Le mesurage doit avoir pour objectif de démontrer la continuité de la connexion, et non d'obtenir une certaine valeur.

Les valeurs spécifiques peuvent servir de références entre les mesurages périodiques. Les points de mesure et les critères de réussite doivent être définis dans le manuel de service et de maintenance.

Il convient de préférence d'assurer la continuité des conducteurs de descente dans les pales de l'éolienne par la construction du système, et de la vérifier lors de la fabrication de sorte que les mesurages de la continuité sur le terrain ne sont pas nécessaires.

Le fabricant doit fournir un plan d'inspection des différentes parties du SPF qui doivent faire l'objet d'une inspection. Le plan doit définir la fréquence et le mode selon lesquels les différentes parties doivent faire l'objet d'une inspection visuelle et/ou d'une inspection par mesurage. Le Tableau 6 fournit un plan général d'inspection du SPF qui doit être utilisé lorsque le fabricant n'en fournit pas. Des intervalles d'inspection autres que ceux indiqués dans le Tableau 6 peuvent être utilisés si le fabricant fournit une documentation pour les intervalles d'inspection appropriés à la conception de SPF spécifique.

Tableau 6 – Intervalles d'inspection générale du SPF

Niveau de protection	Inspection visuelle (tous les X ans)	Inspection complète comprenant les mesurages de la continuité (tous les X ans)
I et II	1	2
III et IV	1	4

12.2.5 Inspection après démontage ou réparation des parties principales

Après démontage ou réparation des parties principales de l'éolienne, le rétablissement correct de toutes les installations associées au SPF doit être vérifié. Si cela est nécessaire, une inspection complète doit être effectuée.

Lorsque l'éolienne fonctionne normalement, la fréquence d'inspection est déterminée conformément aux conditions locales d'environnement, mais il doit être spécifié que l'inspection de l'éolienne s'effectue comme cela est défini en 12.2.4.

12.3 Maintenance

Une inspection régulière constitue une condition fondamentale d'une maintenance fiable du SPF d'une éolienne.

Lorsque la conception du SPF comprend des pièces d'usure (points du dispositif de capture, contacts glissants mécaniques, éclateurs, parafoudres, etc.), il est indispensable de vérifier que ces parties font l'objet d'une maintenance régulière lors des inspections périodiques – et conformément à leurs durées de vie prévues – ou qu'elles font l'objet d'une surveillance par un système de surveillance automatique qui informe l'exploitant de l'éolienne de la défectuosité d'un composant.

Tous les composants usés ou défectueux doivent être remplacés immédiatement.

Annexe A (informative)

Phénomène de la foudre par rapport aux éoliennes

A.1 Environnement de foudre applicable aux éoliennes

A.1.1 Généralités

L'objectif de la présente Annexe A est de présenter sous forme résumée les informations les plus indispensables pertinentes pour la compréhension du phénomène de foudre et des processus impliqués en cas d'interaction de la foudre avec les éoliennes. Les ouvrages de référence fournissent des informations plus complètes [4].

A.1.2 Propriétés de la foudre

La foudre peut être considérée comme une source de courant, et les quatre paramètres de courant de foudre impliqués associés à la conception et au dimensionnement de la protection contre la foudre sont les suivants: le courant de foudre de crête (I), la raideur des courants de choc de foudre (di/dt), la charge transférée (Q) et l'énergie spécifique (W/R).

Les valeurs enregistrées du courant de foudre de crête produites par un coup de foudre unique se situent dans la plage comprise entre 2 kA et 300 kA. Les valeurs enregistrées maximales de transfert de charge et d'énergie spécifique sont égales à quelques centaines de Coulombs (C) et atteignent, très rarement, 20 MJ/Ω, respectivement. Ces paramètres de courant de foudre régissent le nombre de dommages physiques subis par les pales de l'éolienne et/ou le matériel du système de protection contre la foudre. Les courants de choc produisent les hautes pressions qui fracturent parfois les structures composites des pales. Ils influent également sur les amplitudes des effets indirects de la foudre sur les réseaux de puissance et de communication. La charge transférée produit une fusion aux points de jointure de la foudre, tels que les récepteurs, et à d'autres points auxquels les courants de foudre traversent les éclateurs présents sur le trajet du courant. Le Tableau A.3 résume les effets des quatre paramètres du courant de foudre sur les systèmes de protection contre la foudre.

Les valeurs maximales de ces paramètres sont observées uniquement dans un petit nombre de cas d'éclairs (pourcentage réduit). La valeur médiane approximative du courant de foudre de crête est de 30 kA avec des valeurs médianes de transfert de charge et d'énergie spécifique de 5 C et 55 kJ/Ω, respectivement. De plus, les caractéristiques électriques d'un courant de foudre varient en fonction du type d'éclair, de la saison de l'année et de l'emplacement géographique.

Les champs électriques qui précèdent immédiatement les jointures de la foudre font également partie intégrante de l'environnement de foudre. Ces champs déterminent le point de jointure de la foudre avec une structure, ainsi que la perforation ou non des surfaces non conductrices de la structure par les décharges "dard" et les décharges de capture induites par ces champs des éléments conducteurs internes.

A.1.3 Formation de décharges de foudre et paramètres électriques

Les éclairs sont produits après une séparation de la charge dans les nuages d'orage par les processus décrits dans les ouvrages de référence scientifiques (par exemple [4]). Un éclair est observé lorsque cette charge est libérée à la surface de la terre ou d'une région de charge de polarité opposée dans le même nuage ou un nuage voisin. L'analyse suivante s'intéresse uniquement aux éclairs frappant la terre, entraînant un transfert de charge entre un nuage d'orage et la terre.

Un éclair comprend généralement plusieurs composants. L'événement complet qui suit le même trajet ionisé est appelé éclair, dont la durée maximale atteint 1 s environ. Les composants individuels d'un éclair sont appelés coups de foudre de courte durée et coups de foudre de longue durée, ces derniers étant plus couramment connus comme sous l'appellation "courants de suite".

Les éclairs sont de deux types fondamentaux: éclairs descendants ou éclairs ascendants. Un éclair descendant part du nuage d'orage en direction de la terre. Un éclair ascendant, en revanche, part d'un emplacement exposé à la surface de la Terre (par exemple le sommet d'une montagne) ou du sommet d'une structure de grande taille à la terre en direction d'un nuage d'orage. Ces types fondamentaux sont communément appelés "éclair nuage-sol" ou "éclair descendant" et "éclair sol-nuage" ou "éclair ascendant", respectivement.

Les deux types de foudre sont encore sous-divisés selon la polarité de la charge libérée du nuage d'orage. Un éclair négatif réduit la charge négative entre le nuage d'orage et la terre. Un éclair positif transfère la charge positive entre le nuage d'orage et la terre. Les éclairs sont négatifs dans leur grande majorité, constituant jusqu'à 90 % environ de la totalité des éclairs nuage-sol. Les décharges positives constituent les quelque 10 % restants de cette totalité. Normalement, les éclairs positifs présentent les paramètres de courant les plus puissants (c'est-à-dire paramètres I , Q et W/R plus élevés), tandis que les éclairs négatifs présentent les courants de choc les plus raides (c'est-à-dire paramètre di/dt le plus élevé).

Chaque éclair est différent en raison des variations naturelles du nuage d'orage à son origine et des trajets individuels vers le sol. Par exemple, il n'est pas possible de prévoir que le prochain éclair frappant une structure particulière aura un courant de crête d'une valeur donnée. Il peut être précisé qu'il existe une certaine probabilité que la structure soit frappée par un éclair dont les paramètres de courant dépassent une certaine valeur.

Les distributions de probabilités des paramètres électriques qui servent à décrire un coup de foudre sont le résultat de mesurages directs de coups de foudre réels frappant des pylônes de grande taille. Les normes de protection contre la foudre de la série IEC 62305 utilisent ces données statistiques sur les paramètres de courant de foudre (voir Tableau A.1). Les systèmes régionaux et nationaux de localisation de la foudre fournissent des informations complémentaires au niveau mondial. Ces systèmes peuvent enregistrer la localisation d'un coup de foudre et estimer le courant de crête.

Les distributions de probabilités qui décrivent les paramètres de courant de la foudre sont différentes pour chaque type d'éclair (ascendant/descendant et premier éclair positif/négatif, éclair suivant et courant de suite). Les distributions de probabilités appropriées sont décrites ci-dessous, ainsi que l'onde typique de chaque type de décharge. Le niveau de probabilité donné indique la probabilité de dépassement de la valeur tabulée par le paramètre de courant spécifié d'un éclair particulier.

A.1.4 Éclairs nuage-sol

A.1.4.1 Généralités

Un claquage préliminaire interne au nuage est à l'origine de la formation d'un éclair nuage-sol (décharge descendante). Le phénomène physique de ce processus n'est pour l'heure pas pleinement compris. Les parties du processus de décharge qui se produisent en dessous du niveau des nuages sont bien mieux connues.

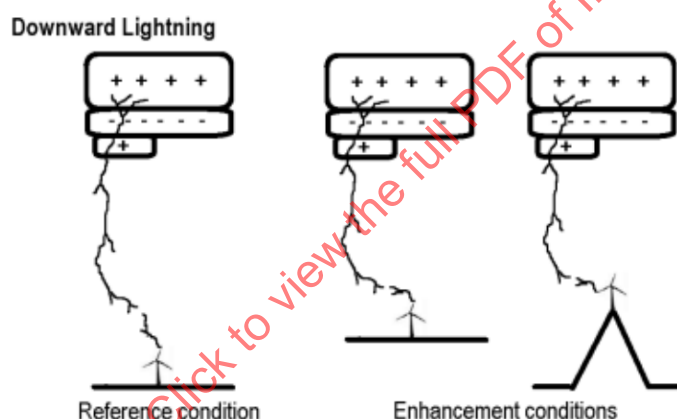
A.1.4.2 Éclairs nuage-sol négatifs

Dans le cas d'un éclair négatif, un traceur par bonds part du nuage en direction du sol selon des bonds de plusieurs dizaines de mètres avec un temps de pause d'environ 50 μ s entre chaque bond. Les courants de choc de plus de 1 kA associés aux bonds sont de courte durée (généralement 1 μ s). Le canal du traceur contient, lorsqu'il est totalement développé, une charge totale d'environ 10 C ou plus. Le diamètre du canal atteint au maximum quelques

dizaines de mètres. La durée totale du processus du traceur par bonds est de quelques dizaines de millisecondes. Le canal du traceur faible est habituellement non visible à l'œil nu.

Le potentiel de l'extrémité du traceur, c'est-à-dire la pointe du traceur, est supérieur de 10 MV au potentiel de la terre. À mesure que la pointe du traceur s'approche de la terre, ce potentiel élevé augmente l'intensité du champ électrique à la surface de la Terre. Lorsque le champ électrique au niveau du sol dépasse la valeur de claquage de l'air, la terre ou des structures au sol émettent des traceurs "répondants" (à mouvement ascendant). Ces traceurs ascendants sont communément appelés décharges de capture. Ces décharges sont importantes lorsqu'il s'agit de déterminer le point de jointure d'un éclair avec un objet.

La rencontre du traceur par bonds descendant et de la décharge de capture ascendante établit un trajet continu entre le nuage et le sol. La charge déposée dans le canal du traceur est alors libérée au sol par la propagation d'une onde de courant jusqu'au canal ionisé à une vitesse correspondant environ au tiers de la vitesse de la lumière. Ce processus est appelé première décharge en retour. La valeur crête maximale de la première décharge en retour peut atteindre quelques centaines de kiloampères, et sa durée peut être de quelques centaines de microsecondes. Le processus de jointure de la foudre à propagation descendante est représenté à la Figure A.1, qui indique que l'exposition des objets au sol, par rapport aux conditions de référence (par exemple, l'altitude), est renforcée dans les zones à sol élevé et dans les régions montagneuses.



Anglais	Français
Downward lightning	Foudre descendante
Reference condition	Condition de référence
Enhancement conditions	Conditions de renforcement

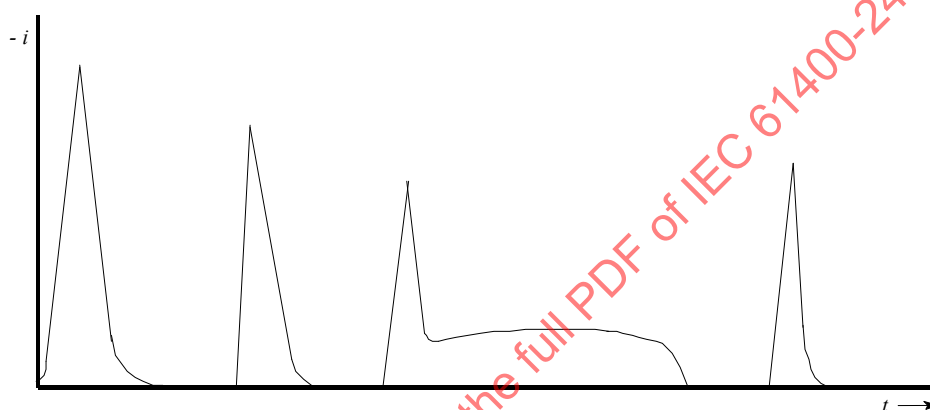
Figure A.1 – Processus impliqués dans la formation d'un éclair nuage-sol descendant

Après un intervalle de temps de l'ordre de 10 ms à quelques centaines de ms, d'autres séquences traceur/décharge en retour peuvent suivre le trajet de la première décharge en retour. Le traceur (en dard) qui précède ces décharges en retour ultérieures n'est généralement pas un traceur par bonds et est bien plus rapide (durée de quelques millisecondes). En moyenne, un éclair contient trois à quatre décharges en retour (y compris la première). Les décharges en retour constituent la partie visible de l'éclair.

Après une ou plusieurs décharges en retour, un courant de suite (également appelé coup de foudre de longue durée) peut circuler dans le canal toujours ionisé. Les courants de suite sont relativement différents par comparaison avec les courants à amplitude élevée de courte durée des décharges en retour: l'amplitude de courant moyenne est de quelques centaines d'ampères, tandis que la durée peut atteindre plusieurs centaines de millisecondes. Les courants de suite transfèrent des quantités de charges importantes directement du nuage

vers le sol. La moitié environ de la totalité des éclairs nuage-sol contient une composante de courant de suite.

La Figure A.2 représente un profil type de courant de foudre dans un éclair nuage-sol négatif. Le contact entre le traceur par bonds et la décharge de capture produit une première décharge en retour générant (au sol) un courant de choc à amplitude élevée dont la durée est de quelques centaines de microsecondes. La valeur crête du courant se situe dans une plage comprise entre quelques kA et 100 kA, la valeur médiane étant égale à 30 kA environ (Tableau A.1). Une ou des décharges en retour, ainsi qu'un ou plusieurs courants de suite ultérieurs peuvent être observés après les premières décharges en retour. Bien que les décharges en retour ultérieures aient généralement une valeur crête du courant inférieure et une durée plus courte que les premières décharges en retour, la vitesse d'augmentation du courant qui leur est associée est généralement plus élevée. Les décharges nuage-sol négatives peuvent être composées de plusieurs combinaisons des différentes composantes de courant susmentionnées, comme le démontre la Figure A.5.

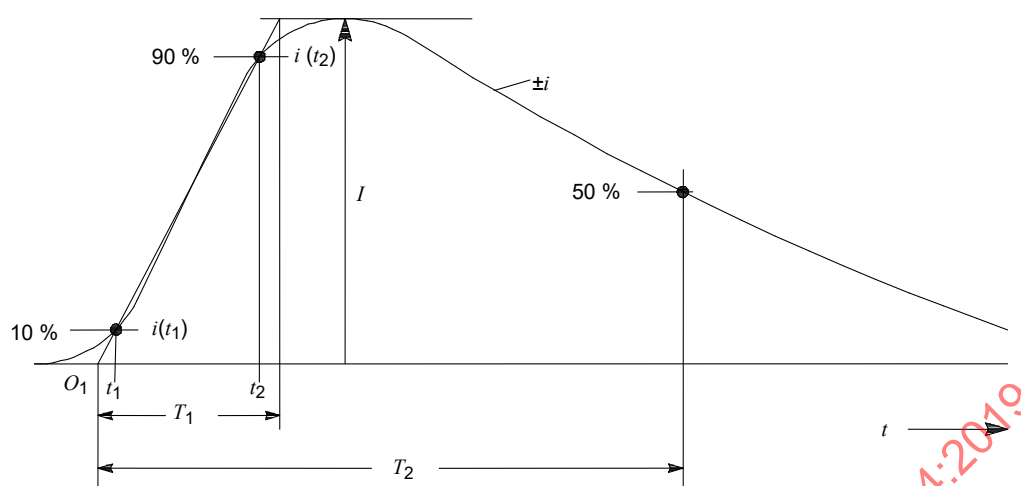


Le schéma n'est pas à l'échelle.

Figure A.2 – Profil type d'un éclair nuage-sol négatif

Un courant de foudre comprend un ou plusieurs coups de foudre différents:

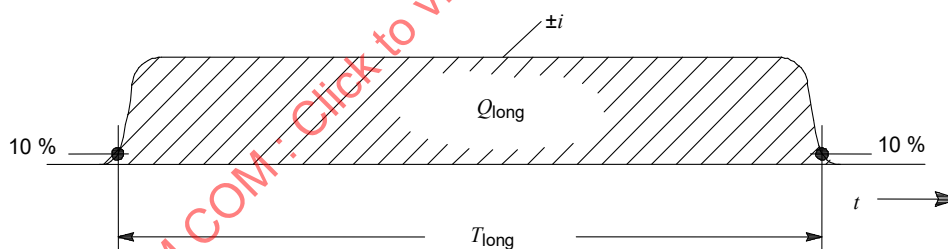
- coups de foudre de courte durée, inférieure à 2 ms (Figure A.3);
- coups de foudre de longue durée, supérieure à 2 ms (Figure A.4).



Légende

- O_1 origine conventionnelle
- I courant de crête
- i courant
- t temps
- T_1 temps de montée
- T_2 temps jusqu'à mi-valeur

Figure A.3 – Définitions des paramètres des coups de foudre de courte durée (généralement $T_2 < 2\text{ms}$)



Légende

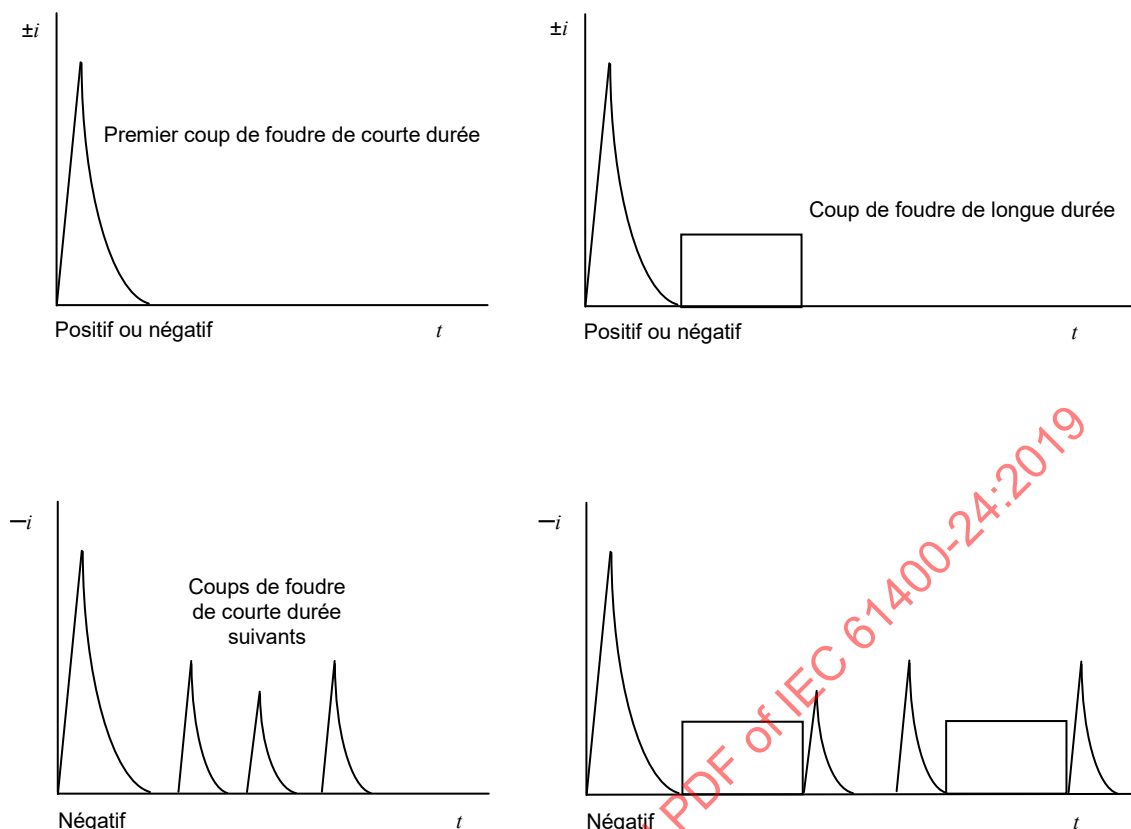
- T_{long} durée
- Q_{long} charge de coup de foudre de longue durée

Cette figure est adaptée de l'IEC 62305-1.

Figure A.4 – Définitions des paramètres des coups de foudre de longue durée (généralement $2\text{ms} < T_{\text{long}} < 1\text{s}$)

Tableau A.1 – Paramètres de courant de foudre nuage-sol

Paramètre	Valeurs fixes pour NPF I	Valeurs			Type de coup de foudre
		95 %	50 %	5 %	
I (kA)	50 200	4(98 %)	20(80 %)	90	Premier coup de foudre de courte durée négatif
		4,9	11,8	28,6	Coup de foudre de courte durée négatif suivant
		4,6	35	250	Premier coup de foudre de courte durée positif (unique)
Q_{flash} (C)	300	1,3	7,5	40	Éclair négatif
		20	80	350	Éclair positif
Q_{short} (C)	100	1,1	4,5	20	Premier coup de foudre de courte durée négatif
		0,22	0,95	4	Coup de foudre de courte durée négatif suivant
		2	16	150	Premier coup de foudre de courte durée positif (unique)
W/R (kJ/Ω)	10 000	6	55	550	Premier coup de foudre de courte durée négatif
		0,55	6	52	Coup de foudre de courte durée négatif suivant
		25	650	15 000	Premier coup de foudre de courte durée positif
di/dt_{max} (kA/μs)	20	9,1	24,3	65	Premier coup de foudre de courte durée négatif
		9,9	39,9	161,5	Coup de foudre de courte durée négatif suivant
		0,2	2,4	32	Premier coup de foudre de courte durée positif
$di/dt_{30/90\%}$ (kA/μs)	200	4,1	20,1	98,5	Coup de foudre de courte durée négatif suivant
Q_{long} (C)	200				Coup de foudre de longue durée
t_{long} (s)	0,5				Coup de foudre de longue durée
Durée de front (μs)		1,8	5,5	18	Premier coup de foudre de courte durée négatif
		0,22	1,1	4,5	Coup de foudre de courte durée négatif suivant
		3,5	22	200	Premier coup de foudre de courte durée positif (unique)
Durée du coup de foudre (μs)		30	75	200	Premier coup de foudre de courte durée négatif
		6,5	32	140	Coup de foudre de courte durée négatif suivant
		25	230	2 000	Premier coup de foudre de courte durée positif (unique)
Intervalle de temps (ms)		7	33	150	Plusieurs coups de foudre négatifs
Durée totale des éclairs (ms)		0,15	13	1 100	Éclair négatif (totalité)
		31	180	900	Éclair négatif (sans éclair unique)
		14	85	500	Éclair positif
Ce Tableau est adapté de l'IEC 62305-1.					
NOTE Les valeurs de $I = 4$ kA et $I = 20$ kA correspondent à une probabilité de 98 % et 80 %, respectivement.					



Cette figure est adaptée de l'IEC 62305-1.

Figure A.5 – Composantes potentielles des éclairs descendants (éclairs typiques sur un sol plat et frappant des structures moins élevées)

A.1.4.3 Éclairs nuage-sol positifs

Contrairement aux éclairs négatifs, les éclairs nuage-sol positifs sont déclenchés par un traceur à propagation descendante continue qui ne présente pas de bonds distincts. Les phases de décharge de capture et de décharge en retour sont similaires aux processus décrits ci-dessus pour les éclairs négatifs. Un éclair nuage-sol positif comprend généralement une seule décharge en retour qui peut être suivie d'un courant de suite.

Les éclairs nuage-sol positifs sont particulièrement importants pour une protection pratique contre la foudre étant donné que la valeur crête du courant (I), le transfert de charge totale (Q) et l'énergie spécifique (W/R) peuvent être plus importants par comparaison avec l'éclair négatif. La vitesse d'augmentation du courant de la décharge en retour tend à être inférieure par comparaison avec une première décharge en retour négative. La Figure A.6 représente un profil de courant type pour un éclair nuage-sol positif. Le Tableau A.1 synthétise les paramètres électriques typiques, ainsi que les paramètres des décharges négatives.

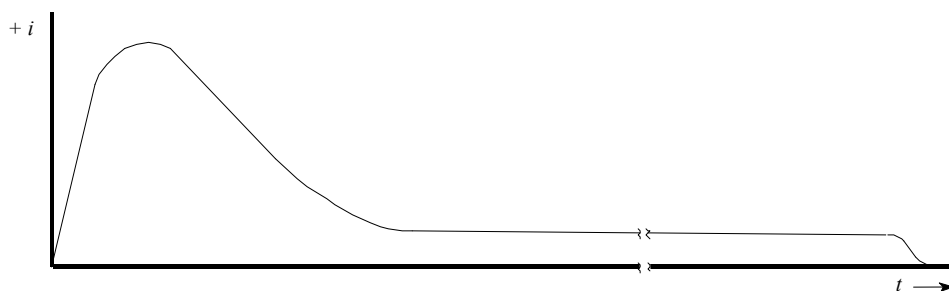
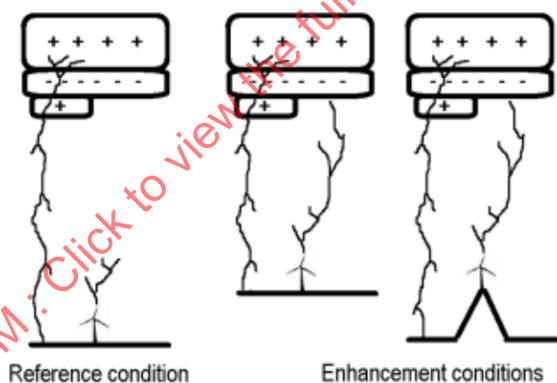


Figure A.6 – Profil type d'un éclair nuage-sol positif

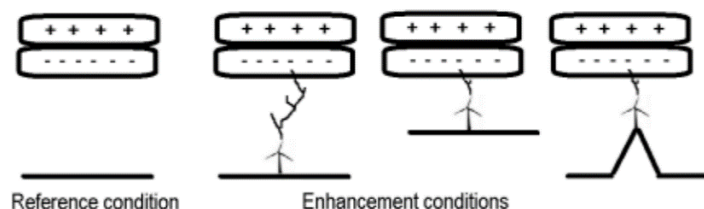
A.1.5 Éclairs ascendants

La charge du nuage d'orage provoque une élévation du champ électrique à la surface de la Terre, qui n'est toutefois généralement pas suffisante pour déclencher un traceur ascendant. Toutefois, le champ électrique peut être renforcé de manière significative dans les régions montagneuses, dans le cas d'objets placés sur un sol élevé ou avec des structures de grande taille telles que les pylônes ou les éoliennes (Figure A.7). A ces emplacements, l'intensité du champ électrique peut devenir suffisamment importante pour déclencher un traceur ascendant partant du sol en direction du nuage d'orage. Les structures dont les hauteurs s'établissent à plus de 100 m au-dessus du terrain environnant (telles que les éoliennes modernes) sont particulièrement exposées aux éclairs ascendants.

Upward Lightning during summer conditions



Upward Lightning during winter conditions



Anglais	Français
Upward lightning during summer conditions	Foudre ascendante en été
Reference condition	Condition de référence
Enhancement conditions	Conditions de renforcement
Upward lightning during winter conditions	Foudre ascendante en hiver

Figure A.7 – Processus impliqués dans la formation d'un éclair nuage-sol ascendant en été et en hiver

Une phase de courant de suite constitue le point de départ d'un éclair ascendant. Les courants de choc peuvent se superposer au courant de suite (Figure A.8). La phase de courant de suite peut être suivie d'une ou de plusieurs décharges en retour ultérieures le long du même canal. Ces décharges sont relativement similaires aux décharges en retour ultérieures des éclairs nuage-sol. Les éclairs ascendants ne contiennent pas de composant analogue à la première décharge en retour des éclairs nuage-sol. L'emplacement de jointure d'un éclair ascendant à une structure est simplement le même emplacement de formation du traceur ascendant.

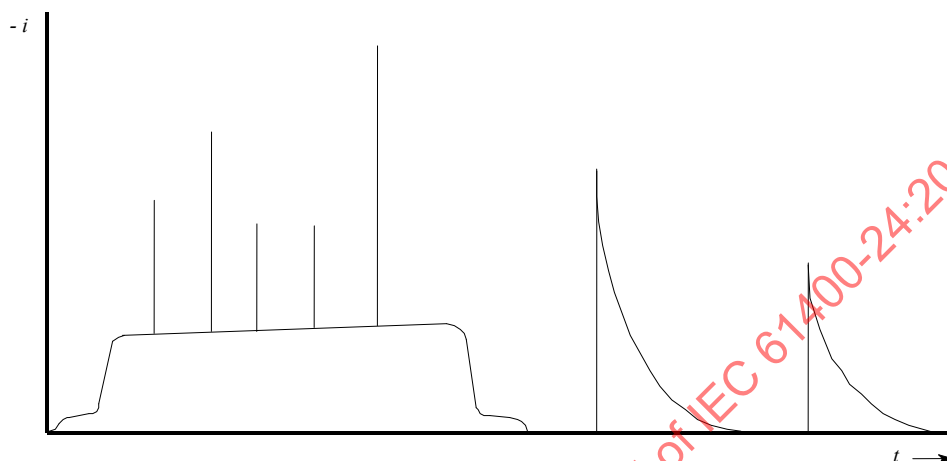


Figure A.8 – Profil type d'un éclair ascendant négatif

Les mesurages des paramètres des éclairs ascendants sont effectués sur des objets de grande taille exposés à ce type d'éclair. Des informations détaillées issues d'observation à l'échelon mondial, ainsi qu'une analyse complète des éclairs ascendants par Rakov et Uman sont disponibles en [4]. Ces dernières années, les éclairs ascendants ont également fait l'objet d'études par le biais de mesurages effectués sur les éoliennes.

Les informations suivantes concernant les paramètres de courant se rapportent aux éclairs négatifs ascendants dans la mesure où, bien qu'ils soient observés, les éclairs positifs ascendants sont rares.

Bien que les valeurs crêtes du courant égales à environ 10 kA soient relativement faibles, le transfert de charge associé au courant de suite initial est égal à 300 C dans de rares cas, comme indiqué dans le Tableau A.2 [4]. Les éclairs ascendants également peuvent être composés de plusieurs combinaisons des différentes composantes de courant susmentionnées, comme cela est représenté à la Figure A.9.

En général, les éclairs ascendants ont des valeurs de paramètres de courant inférieures par comparaison avec les éclairs descendants, éventuellement à l'exception de la charge totale transférée. Par ailleurs, il est clair que les objets de grande taille situés à des emplacements exposés peuvent subir des éclairs ascendants très fréquents, notamment au cours d'orages d'hiver avec lesquels des dizaines d'éclairs ascendants sont observés sur les objets de grande taille très exposés.

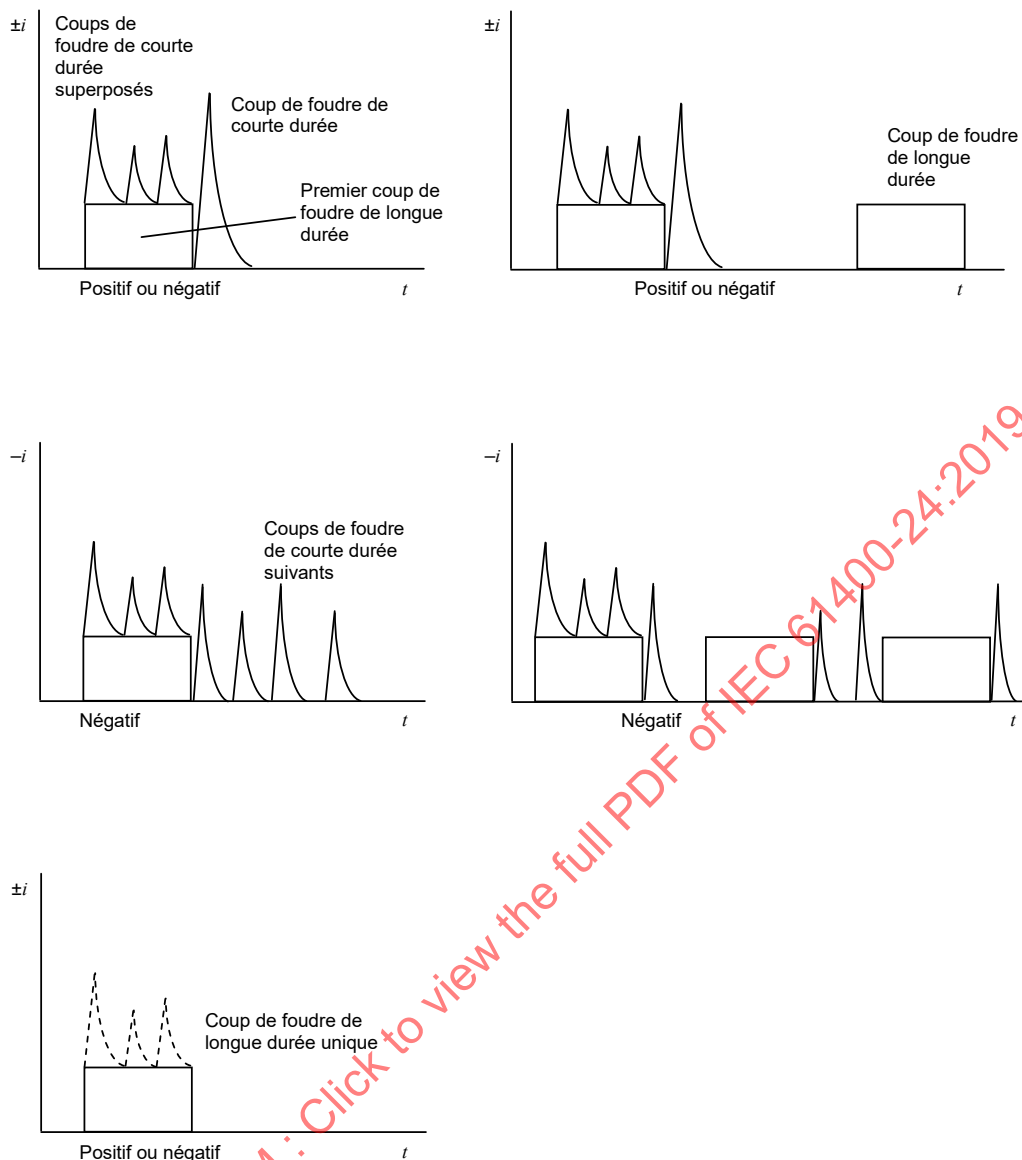
Ce phénomène est très pertinent pour les éoliennes parce que des emplacements exposés élevés sont préférables pour les éoliennes en raison de conditions de vent favorables. Il est de fait nécessaire de tenir compte du risque que présentent les éclairs ascendants, et il est recommandé aux lotisseurs de rechercher des informations sur les conditions de foudre en période hivernale sur les sites prospectés. Les extrémités des éoliennes (c'est-à-dire les pales et les dispositifs de capture qui protègent les instruments météorologiques de la nacelle) constituant le point de départ des éclairs ascendants, le point de jointure est identifié

et, sous réserve d'une conception correcte, le bon fonctionnement de la protection contre la foudre est prévu également pour les éclairs ascendants.

Toutefois, une fréquence élevée de la foudre en période hivernale peut renforcer la durabilité des dispositifs de capture ou rendre nécessaire le remplacement périodique de ces dispositifs.

Tableau A.2 – Paramètres de courant de foudre ascendant

Paramètre		Valeur maximale
Transfert de charge totale	C	300 ^a
Durée totale	s	0,5 à 1,0
Courant de crête	kA	20 ^b
Vitesse moyenne d'augmentation des courants de choc superposés	kA/μs	20
Nombre des courants de choc superposés		50
^a Des recherches intensives indiquent que le transfert de charge totale avec une foudre ascendante en période hivernale (Japon) a une valeur maximale de 1 000 C.		
^b Des recherches intensives indiquent que le courant de crête avec une foudre ascendante en période hivernale (Japon) a une valeur maximale de 100 kA.		



Cette figure est adaptée de l'IEC 62305-1.

Figure A.9 – Composantes potentielles des éclairs ascendants (éclairs typiques frappant des structures exposées et/ou plus élevées)

A.2 Paramètres de courant de foudre applicables au point d'impact

Les paramètres de courant de foudre impliqués dans l'intégrité physique d'un SPF sont généralement le courant de crête I , la charge Q , l'énergie spécifique W/R , la durée T et la raideur moyenne du courant di/dt . Chaque paramètre semble caractériser un mécanisme de défaillance différent. Les paramètres de courant à prendre en compte pour les essais constituent des combinaisons de ces valeurs, sélectionnées pour représenter dans des conditions en laboratoire le mécanisme de défaillance réel de la partie du SPF soumis à l'essai. Le Tableau A.3 consigne les valeurs maximales de I , Q , W/R , T et di/dt à prendre en compte pour les essais en fonction du niveau de protection exigé (voir l'Annexe D de l'IEC 62305-1 pour de plus amples informations).

Tableau A.3 – Synthèse des paramètres de menace de la foudre à prendre en compte dans le calcul des valeurs d'essai pour les différents composants du SPF et pour les différents NPF

Composant	Problème principal	Paramètres de menace de la foudre					Notes
Dispositif de capture	Érosion au point de jointure (par exemple, tôles de faible épaisseur)	NPF	Q_{long} C	T			
		I	200	< 1 s (appliquer Q_{long} dans une décharge unique)			
		II	150				
		III-IV	100				
Dispositif de capture et conducteur de descente	Chauffage ohmique	NPF	W/R kJ/Ω	T			Le dimensionnement selon l'IEC 62305-3 rend les essais inutiles
		I	10 000	Appliquer W/R dans une configuration adiabatique			
		II	5 600				
		III-IV	2 500				
	Effets mécaniques	NPF	I kA	W/R kJ/Ω			
		I	200	10 000			
		II	150	5 600			
Composants de connexion	Effets combinés (effets thermiques et mécaniques, et formation d'arc)	NPF	I kA	W/R kJ/Ω	T		
		I	200	10 000	< 2 ms (appliquer I et W/R en une impulsion unique)		
		II	150	5 600			
		III-IV	100	2 500			
Prises de terre	Effets combinés (effets thermiques et mécaniques, et formation d'arc)	NPF	I kA	W/R kJ/Ω	T		Dimensionnement habituellement déterminé par les aspects mécaniques/chimiques (corrosion, etc.)
		I	200	10 000	< 2 ms (appliquer I et W/R en une impulsion unique)		
		II	150	5 600			
		III-IV	100	2 500			
Parafoudres contenant des éclateurs	Effets combinés (effets thermiques et mécaniques, et formation d'arc)	NPF	I kA	Q_{short} C	W/R kJ/Ω	di/dt kA/μs	Appliquer I , Q_{short} et W/R en une impulsion unique (durée $T < 2$ ms); appliquer di/dt en une impulsion séparée
		I	200	100	10 000	200	
		II	150	75	5 600	150	
		III-IV	100	50	2 500	100	

Composant	Problème principal	Paramètres de menace de la foudre					Notes
Parafoudres contenant des blocs de résistances à oxyde métallique	Effets d'énergie (surcharge)	NPF	Q_{short}^C				Les deux aspects ont besoin d'être vérifiés
		I	100				
		II	75				
	Effet diélectrique (contournement/fissuration)	III-IV	50				Des essais séparés peuvent être envisagés
		NPF	I kA	T			
		I	200	< 2 ms (appliquer I en une impulsion unique)			
II	150						
	III-IV	100					
Ce Tableau est adapté de l'IEC 62305-1.							

A.3 Courant traceur sans décharge en retour

Les traceurs ascendants sont produits par l'éolienne proprement dite en cas de champs électrostatiques élevés dus à un plafond de nuages d'orage ou à des traceurs en approche générés par des nuages d'orage. Il ne se produit aucune décharge en retour en l'absence de connexion entre ces traceurs ascendants et un traceur généré par le nuage. Les courants de choc associés aux traceurs sont généralement de quelques kA et peuvent atteindre 10 kA au maximum. Les traceurs ne peuvent être actifs que lorsque des champs électrostatiques élevés peuvent être produits. L'amplitude, ainsi que le gradient de courant, impliquent un environnement électromagnétique dont il convient que la conception CEM de l'éolienne tienne compte.

A.4 Effets de l'impulsion électromagnétique de foudre ou IEMF

Les effets de l'IEMF provoquent des surtensions, dont l'énergie peut être inférieure à celle des chocs, produites par des coups de foudre directs, mais dont l'occurrence peut être plus fréquente. Ces types de surtensions et de chocs peuvent être dus à:

- des courants de foudre partiels conduits;
- un couplage inductif/capacitif;
- des éclairs à proximité de l'éolienne;
- une transmission par ligne ou par réseau (réseaux de puissance et/ou de communication du fait des éclairs frappant ces réseaux ou à leur proximité).

Annexe B (informative)

Évaluation de l'exposition à la foudre

B.1 Généralités

L'Article B.2 présente et décrit une méthodologie permettant de déterminer le nombre annuel moyen d'éclairs frappant les éoliennes d'un parc éolien. Cette méthodologie constitue une ligne directrice permettant d'estimer ce paramètre du fait de l'influence de nombreuses conditions différentes au niveau mondial.

L'Article B.3 explique les termes utilisés dans la présente Annexe B.

L'Article B.4 traite de l'évaluation de la probabilité de dommage occasionné à l'éolienne.

L'Article B.5 traite de l'évaluation du niveau de perte L_X dans une éolienne.

B.2 Méthodologie permettant d'estimer le nombre annuel moyen d'éclairs ou de coups de foudre frappant les éoliennes d'un parc éolien, ainsi que l'activité de la foudre ascendante sur les éoliennes

B.2.1 Généralités

La méthodologie décrite dans cet article peut servir de ligne directrice permettant d'estimer le nombre annuel moyen d'éclairs frappant les éoliennes d'un parc éolien. La forme actuelle de cette méthodologie manquant d'exactitude, il est nécessaire de déterminer les valeurs ou la plage des valeurs, ainsi que les incertitudes associées correspondantes des différents paramètres. Lorsqu'une grande exactitude des résultats est exigée, il est nécessaire de déterminer les valeurs et de réduire les incertitudes associées à chaque paramètre. Une analyse sur site et un étalonnage permettent ces opérations.

B.2.2 Méthodologie permettant d'estimer le nombre annuel moyen d'éclairs frappant les éoliennes d'un parc éolien par une augmentation du facteur de localisation afin de tenir compte de la foudre ascendante provenant des éoliennes

Cette méthodologie quantifie l'augmentation du nombre annuel moyen des éclairs par une augmentation du facteur de localisation, C_D . Comme le décrit l'Article 7, le facteur de localisation peut être utilisé pour tenir compte de l'augmentation locale de la densité de foudre (par exemple, terrain montagneux) et quantifier l'augmentation de la foudre ascendante déclenchée dans certaines conditions qui favorisent la production de foudre provenant des éoliennes.

Le paramètre N_{SG} défini en 7.2.2 s'applique à la foudre descendante et ne concerne pour ainsi dire pas la fréquence de la foudre ascendante provenant des structures de grande taille. Toutefois, pour l'estimation du nombre N_D annuel, le 7.2.2.4 recommande d'utiliser le facteur de localisation C_D pour un ajustement du nombre N_D calculé afin de correspondre à la fréquence annuelle de jointure des éclairs avec une éolienne, augmentée par la foudre ascendante. Ainsi, le facteur de localisation dû à l'activité de la foudre en période hivernale C_{DWL} est relativement élevé dans les régions dans lesquelles cette activité est relativement élevée (c'est-à-dire les régions dans lesquelles l'activité de la foudre en période hivernale est élevée par rapport à l'activité de la foudre en période estivale / saison chaude).

L'équation de base pour le calcul des éclairs est la suivante:

$$N_D = N_{SG} \cdot A_D \cdot C_D \cdot 10^{-6} \quad (\text{B.1})$$

Les paramètres de l'Équation (B.1), à l'exception du facteur de localisation, C_D , peuvent être calculés comme décrit à l'Article 7. L'augmentation de la moyenne annuelle d'éclairs dans un parc éolien est due au niveau de l'activité de la foudre en période hivernale, à la complexité de la montagne ou de la colline concernée et à l'altitude d'installation du parc éolien.

Afin de quantifier l'influence différente que peut avoir l'emplacement sur les éoliennes, le facteur de localisation, C_D , peut être exprimé comme la somme des facteurs de localisation:

$$C_D = C_{DWL} + C_{DC} + C_{DH} \quad (\text{B.2})$$

où

C_{DWL} est le facteur de localisation dû à l'activité de la foudre en période hivernale;

C_{DC} est le facteur de localisation dû à la complexité du terrain local;

C_{DH} est le facteur de localisation dû à l'altitude.

C_{DWL} , C_{DC} et C_{DH} sont des paramètres individuels qui peuvent être combinés différemment selon les conditions locales.

Le Tableau B.1 suivant synthétise les valeurs recommandées des facteurs de localisation spécifiques à utiliser en des emplacements différents.

Tableau B.1 – Valeurs recommandées des facteurs de localisation individuels

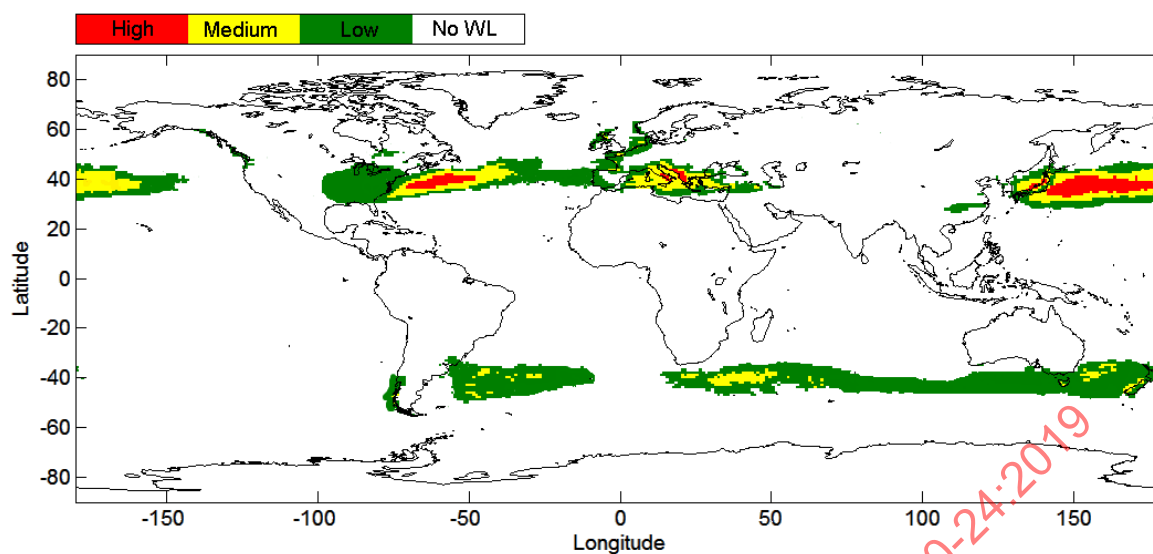
Foudre en période hivernale (C_{DWL})		Complexité du terrain (C_{DC})			Altitude (C_{DH})	
Niveau d'activité	Valeur C_{DWL}^a	Description	Rapport de complexité ^b	Valeur C_{DC}	Description	Valeur C_{DH}
Aucune activité	0	Plat ou modéré	< 0,3	1	< 800 m	0
Activité faible	2	Colline	0,3 à 0,4	3	800 à 1 000 m	1
Activité moyenne	4	Montagne	> 0,4	4	> 1 000 m	2
Activité élevée	6 ^c					

^a Le degré d'activité de la foudre en période hivernale peut être déterminé au moyen de la carte mondiale d'activité de la foudre en période hivernale présentée à la Figure B.1 ou des cartes détaillées d'activité de la foudre en période hivernale présentées à la Figure B.2, ou par analyse de l'activité de la foudre locale dans la région concernée).

^b Calculé selon Figure B.3.

^c Peut même être plus élevée en certains emplacements.

La complexité du terrain tient compte de l'influence du terrain environnant sur l'augmentation de l'activité de la foudre (à la fois pour la foudre descendante et la foudre ascendante). Cet élément peut être pris en compte par l'estimation de l'inclinaison autour des éoliennes. Les inclinaisons peuvent être calculées comme le rapport entre la différence de hauteur h et la distance horizontale d par rapport à l'éolienne (variation dans une plage comprise entre 300 m et 1 000 m. Il est recommandé d'obtenir le profil de la montagne et de choisir l'inclinaison dans la direction présentant la valeur la plus élevée. Dans la plage comprise entre 300 m et 1 000 m, choisir une valeur de distance qui produit la plus grande inclinaison. Cette méthode de calcul de l'inclinaison peut ne pas s'appliquer pour toutes les complexités de terrain au niveau mondial. La définition du terrain donnée dans le Tableau B.1 peut également servir à déterminer la complexité (terrain plat ou modéré, colline et montagne).

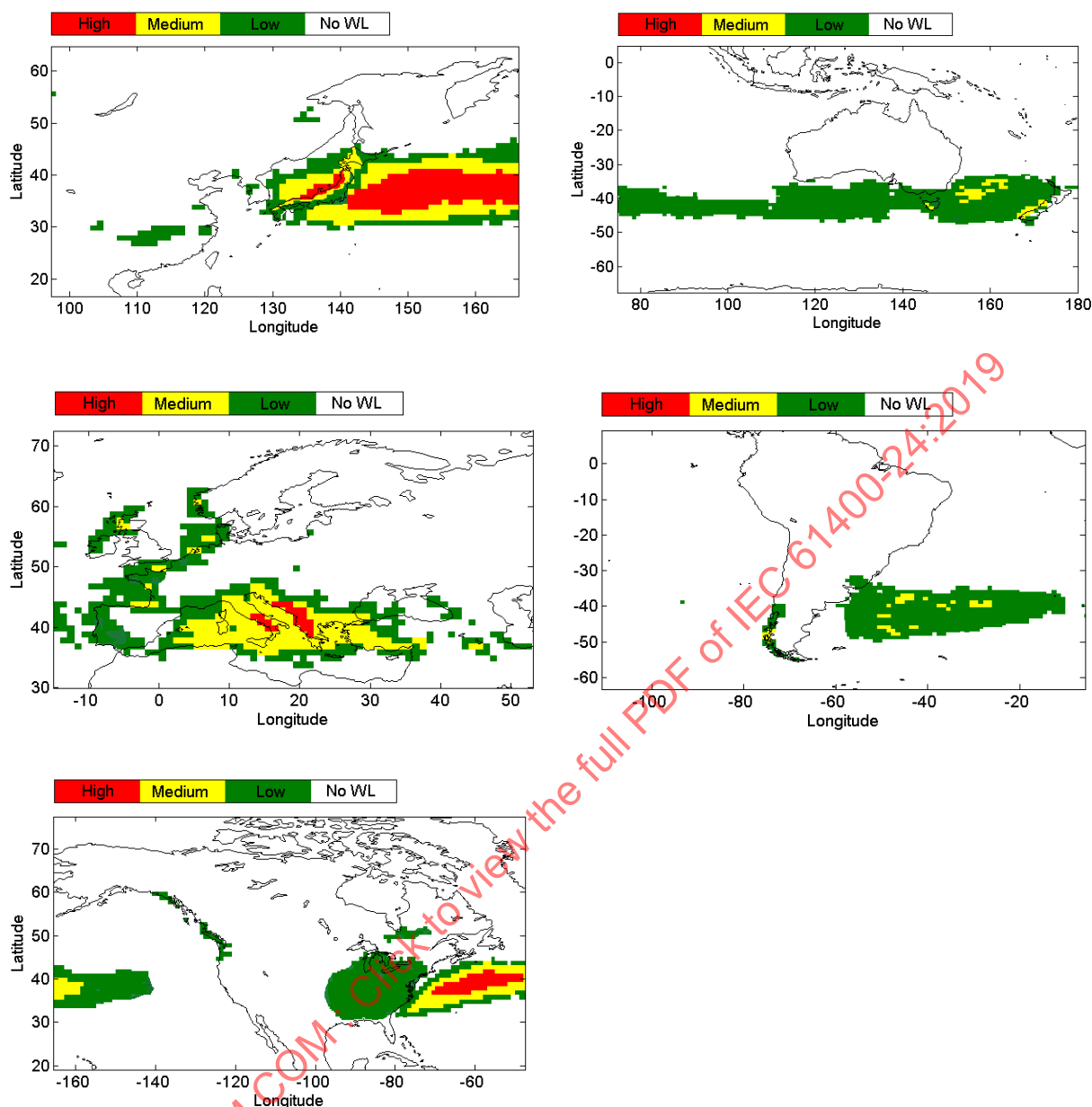


Anglais	Français
High	Élevée
Medium	Moyenne
Low	Faible
No WL	Aucune activité de la foudre en période hivernale
Latitude	Latitude
Longitude	Longitude

L'échelle des couleurs indique le niveau d'activité: élevée (rouge), moyenne (jaune), faible (vert) et aucune activité en période hivernale (blanc).

Source: voir [5]

Figure B.1 – Carte mondiale de l'activité de la foudre en période hivernale sur la base des données LLS et des conditions météorologiques

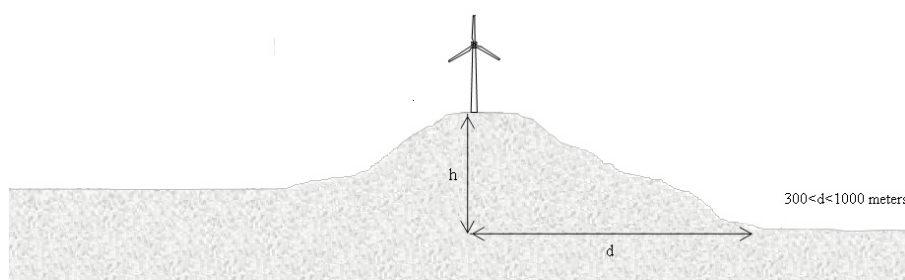


Anglais	Français
High	Élevée
Medium	Moyenne
Low	Faible
No WL	Aucune activité de la foudre en période hivernale
Latitude	Latitude
Longitude	Longitude

L'échelle des couleurs indique le niveau d'activité: élevée (rouge), moyenne (jaune), faible (vert) et aucune activité en période hivernale (blanc).

Source: voir [5]

Figure B.2 – Cartes détaillées de l'activité de la foudre en période hivernale sur la base des données LLS et des conditions météorologiques



Anglais	Français
meters	mètres

d peut prendre une valeur comprise entre 300 m et 1 000 m.

Figure B.3 – Description du rapport h/d

B.2.3 Pourcentage de foudre ascendante dans les parcs éoliens

Il convient de prévoir l'activité de la foudre ascendante pour les structures de grande taille telles que les éoliennes comme cela est décrit à l'Annexe A. L'expérience acquise indique que des éoliennes situées sur un terrain plat sans activité de la foudre en période hivernale peuvent également être affectées par des pourcentages significatifs d'activité de la foudre ascendante. L'activité de la foudre ascendante selon les mécanismes décrits dans l'Annexe A peut être influencée par l'activité de la foudre en période hivernale, ainsi que par les conditions topographiques locales d'emplacement du parc éolien. Le Tableau B.2 ci-dessous présente un pourcentage de foudre ascendante dans des conditions de foudre en période hivernale pour des hauteurs d'éoliennes types sur terrain plat. Les pourcentages de foudre ascendante présentés dans le Tableau B.2 peuvent être plus élevés pour des parcs éoliens situés en montagne ou à une altitude élevée.

Tableau B.2 – Plage d'activité de la foudre ascendante en fonction de l'activité de la foudre en période hivernale pour un parc éolien situé sur terrain plat

Niveau d'activité de la foudre en période hivernale	Pourcentage de foudre ascendante %
Activité élevée	80 à 99
Activité moyenne	40 à 90
Activité faible	20 à 50
Aucune activité	10 à 40

B.3 Explication des termes

B.3.1 Dommages et pertes

Les termes qui couvrent les sujets "dommages" et "pertes" sont définis dans l'IEC 62305-2. Le présent document comprend les termes et sujets considérés comme appropriés pour les éoliennes.

Le courant de foudre constitue la source principale des dommages. Les sources suivantes sont définies selon le point d'impact de la foudre:

- S1: éclairs frappant l'éolienne (éclairs frappant la structure);
- S2: éclairs frappant à proximité d'une éolienne (éclairs frappant à proximité d'une structure);

S3: éclairs frappant une ligne de service (ligne entrante par exemple, câble de puissance ou de télécommunication);

S4: éclairs frappant à proximité d'une ligne de service (ligne entrante, par exemple, câble de puissance ou de télécommunication);

NOTE 1 Les éclairs frappant à proximité d'une éolienne (S2) ne sont pas considérés comme une menace lorsqu'une protection contre les coups de foudre directs sur l'éolienne est assurée.

NOTE 2 Les éclairs frappant à proximité d'une ligne de service (S4) ne sont pas considérés comme une menace lorsqu'une protection contre les coups de foudre directs sur l'éolienne est assurée.

Quatre causes de dommage sont prises en considération:

D_{1D}: choc électrique frappant les humains dû aux éclairs directs qui frappent ces derniers;

D_{1T}: choc électrique frappant les humains, résultant d'un couplage résistif et inductif;

D₂: étincelle dangereuse déclenchant un incendie ou une explosion et/ou entraînant des effets mécaniques et chimiques qui peuvent également menacer l'environnement;

D₃: chocs dus à toutes les sources de dommage.

Le dommage occasionné par la foudre sur une éolienne peut être limité à une partie de celle-ci ou peut s'étendre à toute l'éolienne.

La foudre qui altère une ligne de service peut endommager le réseau de service proprement dit (par exemple, le câble de la ligne de service) ou les réseaux de puissance et de communication connectés à la ligne de service.

Chaque cause de dommage, seule ou combinée à d'autres causes, peut produire les types suivants de dommages à l'éolienne. Les types de dommage considérés comme applicables aux éoliennes sont les suivants:

L₁: blessure ou lésion occasionnée aux humains. Il s'agit de la conséquence des causes D_{1D}, D_{1T}, D₂, voire D₃;

L₂: dommage physique (dommage thermique, mécanique, chimique ou explosion, etc.) de l'éolienne. Il s'agit de la conséquence de la cause D₂, voire D₃ dans les structures présentant un risque d'explosion;

L₃: défaillance des réseaux de puissance et de communication. Il s'agit de la conséquence de la cause D₃.

Le type de dommage L₃ peut affecter de manière inacceptable la disponibilité des réseaux internes de l'éolienne (par exemple, le réseau de commande).

Le risque R est la valeur relative d'une perte annuelle moyenne probable. Pour chaque type de dommage que peut présenter une éolienne, il convient d'évaluer le risque correspondant.

Pour évaluer les risques, R , il convient de définir et de calculer les composantes de risque correspondantes (risques partiels selon la source et le type de dommage).

Chaque risque, R , est la somme de ses composantes. Pour le calcul d'un risque, les composantes de risque peuvent être groupées selon la source et le type de dommage.

Les risques à évaluer dus à la foudre frappant l'éolienne (source S1) sont les suivants:

R_{AD} : Composante de risque liée au type de dommage L₁ (blessure ou lésion occasionnée aux humains), provoqué par un éclair frappant les humains exposés sur l'éolienne – en raison de la foudre frappant l'éolienne;

R_{AT} : Composante de risque liée au type de dommage L₁ (blessure ou lésion occasionnée aux humains), provoqué par un choc électrique dû aux tensions de contact et de pas à l'intérieur de l'éolienne et à l'extérieur dans les zones situées à 3 m au plus du pylône;

R_B : Composante liée au type de dommage L_1 et L_2 (dommage physique) provoqué par une étincelle dangereuse à l'intérieur de l'éolienne provoquant un incendie ou une explosion qui peut également menacer l'environnement

R_C : Composante liée au type de dommage L_1 et L_2 provoqué par la défaillance des réseaux internes en raison de l'IMF.

Les risques à évaluer pour une éolienne, dus à la foudre frappant à proximité de celle-ci (source S2), sont les suivants:

R_M : Composante liée au type de dommage L_1 et L_2 provoqué par la défaillance des réseaux internes en raison de l'IMF.

Les risques à évaluer pour une éolienne, dus à la foudre frappant les lignes de service connectées à cette éolienne (source S3), sont les suivants:

R_U : Composante liée au type de dommage L_1 provoqué par un choc électrique dû aux tensions de contact à l'intérieur de la structure.

R_V : Composante liée au type de dommage L_1 et L_2 provoqué par un incendie ou une explosion (déclenché(e) par une étincelle dangereuse entre l'installation externe et les parties métalliques généralement au point d'entrée de la ligne dans l'éolienne) en raison du courant de foudre transmis par les lignes entrantes ou le long de celles-ci.

R_W : Composante liée au type de dommage L_1 et L_2 provoqué par la défaillance des réseaux internes par les surtensions induites sur les lignes entrantes et transmises à l'éolienne.

Les risques à évaluer pour une éolienne, dus à la foudre frappant à proximité des lignes de service connectées à cette éolienne (source S4), sont les suivants:

R_Z : Composante liée au type de dommage L_1 et L_2 provoqué par la défaillance des réseaux internes par les surtensions induites sur les lignes entrantes et transmises à la structure.

B.3.2 Composition du risque

Le risque R est la somme des composantes de risque selon le type ou la source de dommage.

Composition du risque selon le type de dommage:

$$R = R_{AT} + R_{AD} + R_B + R_C^2 + R_U + R_V + R_W^2 + R_Z^2 \quad (B.3)$$

Composition du risque selon la source de dommage:

$$R = R_{S1} + R_{S2} + R_{S3} + R_{S4} \quad (B.4)$$

où:

$$R_{S1} = R_{AT} + R_{AD} + R_B + R_C^2$$

$$R_{S2} = R_M^2$$

$$R_{S3} = R_U + R_V + R_W^2$$

$$R_{S4} = R_Z^2$$

B.3.3 Appréciation des composantes de risque

Chaque composante de risque R_{AT} , R_{AD} , R_B , R_C , R_M , R_U , R_V , R_W et R_Z peut être exprimée par l'équation générale suivante:

² Uniquement dans le cas où la défaillance des réseaux internes menace immédiatement la vie humaine.

$$R_X = N_X \cdot P_X \cdot L_X \quad (\text{B.5})$$

où

R_X est la composante de risque pour une structure (par exemple, pour l'éolienne)

N_X est le nombre annuel d'événements dangereux [année⁻¹];

P_X est la probabilité de dommage occasionné à la structure (en fonction des différentes mesures de protection);

L_X est le nombre de pertes conséquentes.

Cette équation de base doit être utilisée pour l'appréciation du risque de dommage sur la base de la probabilité de dommage de différents types et sur la base des pertes conséquentes.

Pour l'évaluation des composantes de risque dues aux éclairs frappant l'éolienne (S1), les relations suivantes s'appliquent:

$$R_{AT} = N_D \cdot P_{AT} \cdot P_P \cdot L_{AT} \quad (\text{B.6})$$

$$R_{AD} = N_D \cdot P_{AD} \cdot P_P \cdot L_{AD} \quad (\text{B.7})$$

$$R_B = N_D \cdot P_B \cdot L_B \quad (\text{B.8})$$

$$R_C = N_D \cdot P_C \cdot P_P \cdot L_C \quad (\text{B.9})$$

Pour l'évaluation des composantes de risque dues aux éclairs frappant à proximité de l'éolienne (S2), la relation suivante s'applique:

$$R_M = N_M \cdot P_M \cdot P_P \cdot L_M \quad (\text{B.10})$$

Pour l'évaluation des composantes de risque dues aux éclairs frappant une ligne connectée à l'éolienne (S3), les relations suivantes s'appliquent:

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_U \cdot P_P \cdot L_{UT} \quad (\text{B.11})$$

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_V \cdot L_V \quad (\text{B.12})$$

$$R_W = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_W \cdot P_P \cdot L_W \quad (\text{B.13})$$

Pour l'évaluation des composantes de risque dues aux éclairs frappant à proximité d'une ligne connectée à l'éolienne (S4), la relation suivante s'applique:

$$R_Z = N_I \cdot P_Z \cdot P_P \cdot L_Z \quad (\text{B.14})$$

Si la ligne comporte deux sections ou plus, les valeurs de R_U , R_V , R_W et R_Z constituent la somme des valeurs R_U , R_V , R_W et R_Z correspondant à chaque section de la ligne. Les sections à prendre en considération sont celles situées entre l'éolienne et le premier nœud. Dans tous les cas, une longueur de ligne maximale de 5 km doit être définie par hypothèse pour les réseaux de puissance à haute tension, de même qu'une longueur de ligne maximale de 1 km pour les réseaux de puissance à basse tension et les réseaux de télécommunication.

Dans le cas d'une éolienne comportant deux lignes connectées ou plus avec un cheminement différent qui alimentent le même réseau interne, les calculs doivent être effectués pour chaque ligne.

Dans le cas d'une structure comportant deux lignes connectées ou plus avec le même cheminement vers le même appareil, les calculs doivent être effectués uniquement pour la ligne présentant les caractéristiques les plus défavorables, c'est-à-dire les lignes avec les valeurs les plus élevées de N_L et N_I , respectivement (ligne non blindée par rapport à une ligne blindée, réseau de puissance à basse tension par rapport à un réseau de puissance à haute tension avec transformateur à HT/BT, etc.).

B.3.4 Fréquence de dommage

La fréquence de dommage F est la valeur du nombre d'événements dommageables provoqués par des sources de dommage S dans les réseaux internes de l'éolienne à protéger. Pour chaque source de dommage qui peut altérer l'éolienne, la fréquence de dommage appropriée peut être évaluée comme suit:

F_1 : fréquence de dommage due aux éclairs frappant la structure (source S1),

F_2 : fréquence de dommage due aux éclairs frappant à proximité de la structure (source S2),

F_3 : fréquence de dommage due aux éclairs frappant la ligne (source S3),

F_4 : fréquence de dommage due aux éclairs frappant à proximité de la ligne (source S4).

La fréquence de dommage F_1 et la fréquence de dommage F_2 incluent la défaillance des réseaux internes provoquée par l'IEMF en raison des éclairs frappant la structure ou le sol à proximité de la structure respectivement, tandis que la fréquence de dommage F_3 et la fréquence de dommage F_4 incluent la défaillance des réseaux internes provoquée par les surtensions transmises entre les lignes entrantes et la structure.

La fréquence de dommage F est la somme des fréquences de dommage partielles selon la source de dommage. Pour l'évaluation de la fréquence de dommage F , la relation suivante s'applique:

$$F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 \quad (\text{B.15})$$

NOTE La valeur de la fréquence de dommage F obtenue par l'ajout des deux composantes de risque F_2 et F_4 est surestimée. Une évaluation plus correcte de la fréquence peut être effectuée en tenant compte du fait qu'un éclair frappant le sol a un effet simultané sur les réseaux internes par un couplage inductif direct et par la surtension induite sur les lignes connectées, ainsi que du fait que leurs effets (composante F_2 et composante F_4) peuvent être superposés.

Chaque fréquence de dommage partielle F_1 , F_2 , F_3 , F_4 , peut être exprimée par l'équation générale suivante:

$$F_X = N_X \cdot P_X \quad (\text{B.16})$$

où

N_X est le nombre annuel d'événements dangereux (voir aussi l'Annexe A);

P_X est la probabilité de dommage;

Pour l'évaluation de la fréquence de dommage liée aux éclairs frappant la structure de l'éolienne (S1), la relation suivante s'applique:

$$F_1 = N_D \cdot P_C \quad (\text{B.17})$$

Pour l'évaluation de la fréquence de dommage liée aux éclairs frappant à proximité de l'éolienne (S2), la relation suivante s'applique:

$$F_2 = N_M \cdot P_M \quad (\text{B.18})$$

Pour l'évaluation de la fréquence de dommage liée aux éclairs frappant une ligne entrante (S3), la relation suivante s'applique:

$$F_3 = (N_L + N_{DJ}) \cdot P_W \quad (\text{B.19})$$

Pour l'évaluation de la fréquence de dommage liée aux éclairs frappant à proximité d'une ligne connectée à l'éolienne (S4), la relation suivante s'applique:

$$F_4 = N_I \cdot P_Z \quad (\text{B.20})$$

Conformément à l'IEC 62305-1, il convient que l'évaluation de la nécessité d'une protection contre la foudre tienne compte de la fréquence de dommages F .

Il convient de suivre les étapes suivantes:

- calcul de la fréquence de dommage partielle F_X
- calcul de la fréquence de dommage totale F ;
- identification de la fréquence de dommage tolérable F_T ;
- comparaison de la fréquence de dommage F avec la valeur tolérable F_T .

B.3.5 Évaluation de la probabilité de dommage P_X

Les probabilités indiquées dans la présente Annexe B, fondée sur l'IEC 62305-2, sont valables si les mesures de protection sont conformes à:

- l'IEC 62305-3 pour les mesures de protection visant à réduire toute blessure ou lésion occasionnée aux humains et pour les mesures de protection visant à réduire tout dommage physique;
- l'IEC 62305-4 pour les mesures de protection visant à réduire la défaillance des réseaux internes.

D'autres valeurs peuvent être choisies si cela est justifié.

B.4 Évaluation de la probabilité de dommage occasionné à l'éolienne

B.4.1 Probabilité P_{AT} qu'un éclair frappant une éolienne génère une tension de contact et de pas dangereuse

Les valeurs de la probabilité P_{AT} de survenue d'un dommage dû à une tension de contact et de pas d'un éclair frappant l'éolienne dépendent des mesures de protection prévues:

$$P_{AT} = P_{TWS} \cdot P_{am} \cdot r_t \quad (\text{B.21})$$

où:

P_{TWS} est la probabilité de non-détection d'un événement lié à la foudre dans la zone cible par un dispositif de détection d'orage (TWS – *thunderstorm warning system*).

P_{am} est la probabilité qu'un éclair frappant une structure provoque un dommage en raison de tensions de contact et de pas selon différentes mesures de protection. Les valeurs de P_{am} sont données dans le Tableau B.3.

r_t est le facteur de réduction en fonction du type de surface de sol ou de plancher. Les valeurs de r_t sont données dans le Tableau B.4.

NOTE $P_{AT} = 0$ peut être définie par hypothèse lorsque la structure:

- comporte une large ossature métallique (voir 8.1 et 8.2 de l'IEC 62305-3:2010);
- est en béton armé coulé sur site, avec les piquets d'armatures de bâtiment parfaitement adaptés; (voir E.4.3 de l'IEC 62305-3:2010);
- est protégée par un SPF conforme au présent document;
- est équipée d'une prise de terre à mailles et ne comporte aucune installation métallique qui peut devenir une partie du trajet du courant de foudre.

Tableau B.3 – Valeurs de la probabilité, P_A , qu'un éclair frappant une éolienne provoque un choc frappant les humains en raison de tensions de contact et de pas dangereuses (correspond à l'IEC 62305-2)

Mesure de protection	P_{am}	Commentaires
Aucune mesure de protection	1	
Notices d'avertissement	10^{-1}	
Isolation électrique d'un conducteur de descente exposé (par exemple, du polyéthylène réticulé d'au moins 3 mm d'épaisseur)	10^{-2}	Non adapté aux éoliennes utilisant la structure du pylône comme conducteur de descente
Établissement d'une liaison équipotentielle au sol efficace	10^{-2}	Obligatoire pour les éoliennes contenant des équipements à haute tension selon les codes électriques types

Lorsque deux dispositions ou plus ont été prises, la valeur de P_{am} constitue le produit des valeurs correspondantes.

Tableau B.4 – Valeurs du facteur de réduction r_t en fonction du type de surface de sol ou de plancher (correspond à l'IEC 62305-2)

Type de surface	Résistance de contact $k\Omega^a$	r_t
Agricole, en béton	≤ 1	10^{-2}
Marbre, céramique	1 à 10	10^{-3}
Gravier	10 à 100	10^{-4}
Asphalte, bois	≥ 100	10^{-5}
^a Valeurs mesurées entre les bornes d'une électrode de 400 cm ² comprimée sous l'action d'une force de 500 N à un point indéfini.		

B.4.2 Probabilité P_{AD} , qu'un éclair frappant l'éolienne provoque une blessure ou lésion à une personne exposée présente sur la structure

Les valeurs de probabilité, P_{AD} , qu'un éclair frappe un humain dépendent de la position des personnes présentes dans la zone exposée, du niveau de protection contre la foudre (NPF) des mesures adoptées pour protéger les zones exposées de l'éolienne contre les éclairs directs, et des mesures de protection complémentaires prévues:

$$P_{AD} = P_{TWS} \cdot P_o \cdot P_{LPS} \quad (B.22)$$

où:

P_{TWS} est la probabilité de non-détection d'un événement lié à la foudre dans la zone cible par un dispositif de détection d'orage (TWS).

P_{SPF} est la probabilité, dépendant du NPF des mesures prises, que les zones exposées de la structure soient protégées contre les éclairs directs. Les valeurs de P_{SPF} sont données dans le Tableau B.6.

Lorsqu'un TWS produit un message d'avertissement, l'évacuation complète et immédiate de la zone exposée doit être assurée. Si cette évacuation n'est pas assurée ou un TWS n'est pas prévu, il convient de définir par hypothèse $P_{TWS}=1$. P_O est le facteur de probabilité selon la position de la personne dans la zone exposée. Les valeurs de P_O sont données dans le Tableau B.5.

Tableau B.5 – Valeurs du facteur P_O selon la position d'une personne dans la zone exposée (correspond à l'IEC 62305-2)

Position de la personne	P_O
À proximité de la limite de la zone exposée ^a	0,9
À une certaine distance de la limite de la zone exposée	0,1
^a À une distance de 3 m de la limite de la zone exposée	

Tableau B.6 – Valeurs de la probabilité, P_{SPF} , dépendant des mesures de protection, que les zones exposées de l'éolienne soient protégées contre les éclairs directs et que les dommages physiques soient réduits (correspond à l'IEC 62305-2)

Caractéristiques de l'éolienne	Classe de SPF	P_{SPF}
Éolienne non protégée par le SPF	-	1
Éolienne protégée par le SPF	IV	0,2
	III	0,1
	II	0,05
	I	0,02
Éolienne avec protection contre la foudre des pales et de la nacelle conforme au SPF I, et avec protection complète des installations de toit de nacelle contre la jointure directe de la foudre, le pylône agissant comme un conducteur de descente naturel continu.		0,01

NOTE Des valeurs de P_{SPF} autres que celles données dans le Tableau B.6 sont possibles si elles reposent sur une étude détaillée – se reporter à l'Article B.2 de l'IEC 62305-2:2010.

B.4.3 Probabilité, P_B , qu'un éclair frappant l'éolienne provoque un dommage physique

La probabilité, P_B , qu'un éclair frappant une éolienne provoque un dommage physique est donnée par la relation:

$$P_B = P_S \cdot P_{LPS} \cdot r_f \cdot r_p \quad (B.23)$$

où:

P_S est la probabilité qu'un éclair frappant une structure provoque une étincelle dangereuse. Les valeurs de P_S sont données dans le Tableau B.7.

P_{SPF} est la probabilité, dépendant des mesures de protection, de réduire un dommage physique. Les valeurs de P_{SPF} sont données dans le Tableau B.4.

r_p est le facteur de réduction qui dépend des dispositions prises pour réduire les conséquences d'un incendie. Les valeurs de r_p sont données dans le Tableau B.8

r_f est le facteur de réduction qui dépend du risque d'incendie ou d'explosion de l'éolienne. Les valeurs de r_f sont données dans le Tableau B.9

Tableau B.7 – Valeurs de la probabilité, P_S , qu'un éclair frappant une éolienne provoque une étincelle dangereuse (correspond à l'IEC 62305-2)

Type de structure	P_S
Matériaux composites	1
Béton armé ou ossature métallique interconnectée	0,5

Tableau B.8 – Valeurs du facteur de réduction r_p en fonction des dispositions prises pour réduire les conséquences d'un incendie (correspond à l'IEC 62305-2)

Dispositions	r_p
Aucune disposition	1
Une des dispositions suivantes: extincteurs, installations manuelles fixes d'extinction ^a ; installations d'alarme manuelle, bornes d'incendie; compartiments ignifuges; chemins d'évacuation protégés.	0,5
Une des dispositions suivantes: installations automatiques fixes d'extinction; installations d'alarme automatique ^b .	0,2
^a Les dispositions sont efficaces uniquement si elles sont mises en place par des personnes formées à cette fin.	
^b Uniquement si protégées contre les surtensions et autre dommage, et si les pompiers peuvent intervenir en moins de 10 min.	

Lorsque deux dispositions ou plus ont été prises, il convient de prendre la valeur de r_p comme la plus petite des valeurs appropriées.

NOTE 1 Le risque d'explosion n'est pas considéré comme applicable aux éoliennes.

Tableau B.9 – Valeurs du facteur de réduction r_f en fonction du risque d'incendie de l'éolienne (correspond à l'IEC 62305-2)

Risque d'incendie	r_f
Élevé	10^{-1}
Ordinaire	10^{-2}
Faible	10^{-3}
Aucun	0

NOTE 2 Les structures considérées comme présentant un risque élevé d'incendie peuvent par hypothèse être définies comme des structures dont les matériaux superficiels (pales et toits de nacelles) sont des matériaux combustibles avec une charge d'incendie spécifique supérieure à 800 MJ/m².

NOTE 3 Les structures considérées comme présentant un risque ordinaire d'incendie peuvent par hypothèse être définies comme des structures dont les matériaux superficiels (pales et toits de nacelles) sont des matériaux combustibles avec une charge d'incendie spécifique comprise entre 800 MJ/m² et 400 MJ/m².

NOTE 4 Les structures considérées comme présentant un risque faible d'incendie peuvent par hypothèse être définies comme des structures dont les matériaux superficiels (pales et toits de nacelles) sont des matériaux combustibles avec une charge d'incendie spécifique inférieure à 400 MJ/m².

NOTE 5 La charge d'incendie spécifique est le rapport de l'énergie de la quantité totale de matériaux combustibles dans une structure sur la surface totale de la structure.

B.4.4 Probabilité, P_C , qu'un éclair frappant l'éolienne provoque la défaillance des réseaux internes

Une protection coordonnée par parafoudres est une mesure de protection appropriée permettant de réduire la probabilité P_C .

La probabilité, P_C , qu'un éclair frappant l'éolienne provoque la défaillance des réseaux internes est donnée par:

$$P_C = P_e \cdot P_{SPD} \cdot C_{LD} \quad (B.24)$$

P_{SPD} dépend de la protection coordonnée par parafoudres conforme à l'IEC 62305-4 et des caractéristiques des réseaux internes. Se reporter à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010 pour les valeurs de P_{SPD} relatives aux réseaux à basse tension et aux réseaux de télécommunications;

P_e est la probabilité d'exposition des équipements à un événement dommageable;

C_{LD} est un facteur qui dépend des conditions de blindage, mise à la terre et isolation de la ligne à laquelle le réseau interne est connecté. Les valeurs de C_{LD} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2.

Les valeurs de P_{SPD} dépendent du niveau de protection contre la foudre (NPF) pour lequel les parafoudres sont conçus.

NOTE 1 Seule "une protection coordonnée par parafoudres" est une mesure de protection appropriée permettant de réduire la probabilité P_C . Une protection coordonnée par parafoudres est une mesure efficace de réduction de la probabilité P_C uniquement si le moyeu, la nacelle et le pylône de l'éolienne sont protégés par un SPF, ou si les structures comportant une ossature continue métallique ou en béton armé agissent comme un SPF naturel lorsque les exigences de liaison et de mise à la terre définies dans l'IEC 62305-3 sont satisfaites.

NOTE 2 Les réseaux internes de blindage connectés à des lignes externes et composés d'un câble de protection contre la foudre ou les réseaux dont le câblage est installé dans des conduits de câbles de protection contre la foudre, des conduits métalliques ou des tubes métalliques, peuvent ne pas exiger une protection coordonnée.

B.4.5 Probabilité, P_M , qu'un éclair frappant à proximité de l'éolienne provoque la défaillance des réseaux internes

En raison de la hauteur des éoliennes, la plupart des éclairs frappent les éoliennes directement et non la zone située à proximité de l'éolienne. Par ailleurs, les structures métalliques de grande taille protègent les réseaux internes par un blindage. De ce fait, la probabilité qu'un éclair frappant à proximité de l'éolienne provoque la défaillance des réseaux internes peut être considérée comme négligeable lorsque le moyeu, la nacelle et le pylône de l'éolienne sont protégés par un SPF, ou lorsque les structures comportant une ossature continue métallique ou en béton armé agissent comme un SPF naturel lorsque les exigences de liaison et de mise à la terre définies dans l'IEC 62305-3 sont satisfaites.

NOTE R_M peut être négligé pour les éoliennes dont la hauteur totale est supérieure à 100 m. Dans ce cas, la distance conventionnelle de 350 m est habituellement couverte par des coups de foudre directs.

B.4.6 Probabilité, P_U , qu'un éclair frappant une ligne de service provoque une blessure ou lésion occasionnée aux humains en raison d'une tension de contact

Les valeurs de probabilité, P_U , de blessure ou lésion occasionnée aux humains en raison d'une tension de contact provoquée par des éclairs frappant une ligne de service (câble de puissance ou de communication) pénétrant dans l'éolienne dépendent des caractéristiques du blindage de la ligne de service, de la tension de tenue aux chocs des réseaux internes connectés à la ligne de service, des mesures de protection types (restrictions physiques, notices d'avertissement, etc. (voir Tableau B.8) et des parafoudres présents à l'entrée de la ligne de service conformément à l'IEC 62305-3.

NOTE Une protection coordonnée par parafoudres conformément à l'IEC 62305-4 n'est pas nécessaire pour réduire la probabilité P_U dans ce cas. Le ou les parafoudres conformes à l'IEC 62305-3 sont suffisants.

La valeur de P_U est donnée par:

$$P_U = P_{am} \cdot P_{EB} \cdot P_{LD} \cdot P_{TWS} \cdot C_{LD} \cdot r_t \quad (B.25)$$

où:

- P_{am} dépend des mesures de protection contre les tensions de contact, telles que les restrictions physiques ou les notices d'avertissement. Les valeurs de P_{am} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010.
- P_{TWS} est la probabilité de non-détection d'un événement lié à la foudre dans la zone cible par un dispositif de détection d'orage (TWS).
- P_{LD} est la probabilité de défaillance des réseaux internes due à un éclair frappant la ligne connectée selon les caractéristiques de la ligne. Les valeurs de P_{LD} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010.
- P_{EB} dépend de la liaison équipotentielle conforme à l'IEC 62305-3. Les valeurs de P_{EB} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010.
- C_{LD} est un facteur qui dépend des conditions de blindage, mise à la terre et isolation de la ligne. Les valeurs de C_{LD} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010.
- r_t est le facteur de réduction en fonction du type de surface de sol ou de plancher. Les valeurs de r_t sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010.

B.4.7 Probabilité, P_V , qu'un éclair frappant une ligne de service provoque un dommage physique

Les valeurs de probabilité P_V , d'un dommage physique provoqué par un éclair frappant une ligne de service pénétrant dans l'éolienne dépendent des caractéristiques du blindage de la ligne de service, de la tension de tenue aux chocs des réseaux internes connectés à la ligne de service, et des parafoudres de liaison équipotentielle à l'entrée de la ligne conformément à l'IEC 62305-3.

NOTE Une protection coordonnée par parafoudres conformément à l'IEC 62305-4 n'est pas nécessaire pour réduire la probabilité P_V dans ce cas. Les parafoudres conformes à l'IEC 62305-3 sont suffisants.

La valeur de P_V est donnée par:

$$P_V = P_{EB} \cdot P_{LD} \cdot P_{TWS} \cdot C_{LD} \cdot r_f \cdot r_p \quad (B.26)$$

où:

- P_{EB} dépend de la liaison équipotentielle conforme à l'IEC 62305-3. Les valeurs de P_{EB} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010;
- P_{LD} est la probabilité de défaillance des réseaux internes due à un éclair frappant la ligne connectée selon les caractéristiques de la ligne. Les valeurs de P_{LD} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010;
- P_{TWS} est la probabilité de non-détection d'un événement lié à la foudre dans la zone cible par un dispositif de détection d'orage (TWS);
- C_{LD} est un facteur qui dépend des conditions de blindage, mise à la terre et isolation de la ligne. Les valeurs de C_{LD} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010;
- r_f est le facteur de réduction qui dépend des dispositions prises pour réduire les conséquences d'un incendie. Les valeurs de r_f sont données dans le Tableau B.9;
- r_p est le facteur de réduction qui dépend des dispositions prises pour réduire les conséquences d'un incendie. Les valeurs de r_p sont données dans le Tableau B.8;

B.4.8 Probabilité, P_W , qu'un éclair frappant une ligne de service provoque la défaillance des réseaux internes

Les valeurs de probabilité P_W , d'une défaillance des réseaux internes provoquée par un éclair frappant une ligne de service pénétrant dans l'éolienne dépendent des caractéristiques du blindage de la ligne de service, de la tension de tenue aux chocs des réseaux internes connectés à la ligne de service, et de la protection coordonnée par parafoudres prévue.

La valeur de P_W est donnée par:

$$P_W = P_e \cdot P_{SPD} \cdot P_{TWS} \cdot P_{LD} \cdot C_{LD} \quad (B.27)$$

où:

- P_e est la probabilité d'exposition des équipements à un événement dommageable;
- P_{SPD} dépend de la protection coordonnée par parafoudres conforme à l'IEC 62305-4 et des caractéristiques des réseaux internes. Se reporter à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010 pour les valeurs de P_{SPD} relatives aux réseaux à basse tension et aux réseaux de télécommunications;
- P_{TWS} est la probabilité de non-détection d'un événement lié à la foudre dans la zone cible par un dispositif de détection d'orage (TWS);
- P_{LD} est la probabilité de défaillance des réseaux internes due à un éclair frappant la ligne connectée selon les caractéristiques de la ligne. Les valeurs de P_{LD} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010;
- C_{LD} est un facteur qui dépend des conditions de blindage, mise à la terre et isolation de la ligne à laquelle le réseau interne est connecté. Les valeurs de C_{LD} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010;

B.4.9 Probabilité, P_Z , qu'un éclair frappant à proximité d'une ligne de service entrante provoque la défaillance des réseaux internes

Les valeurs de probabilité, P_Z , qu'un éclair frappant à proximité d'une ligne de service pénétrant dans la structure provoque une défaillance des réseaux internes dépendent des caractéristiques du blindage de la ligne de service, de la tension de tenue aux chocs du réseau connecté à la ligne de service, et des mesures de protection prévues.

La valeur de P_Z est donnée par:

$$P_Z = P_e \cdot P_{SPD} \cdot P_{TWS} \cdot P_{LI} \cdot C_{LI} \quad (B.28)$$

où:

- P_e est la probabilité d'exposition des équipements à un événement dommageable;
- P_{SPD} dépend de la protection coordonnée par parafoudres conforme à l'IEC 62305-4 et des caractéristiques des réseaux internes. Se reporter à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010 pour les valeurs de P_{SPD} relatives aux réseaux à basse tension et aux réseaux de télécommunications;
- P_{TWS} est la probabilité de non-détection d'un événement lié à la foudre dans la zone cible par un dispositif de détection d'orage (TWS);
- P_{LI} est la probabilité de défaillance des réseaux internes due à un éclair frappant à proximité de la ligne connectée selon les caractéristiques de la ligne et des équipements. Les valeurs de P_{LD} sont données dans le Tableau B.12. et à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010.
- C_{LI} est un facteur qui dépend des conditions de blindage, mise à la terre et isolation de la ligne. Les valeurs de C_{LI} sont données à l'Annexe B de l'IEC 62305-2:2010.

Tableau B.10 – Valeurs de probabilité P_{LI} dépendant du type de ligne et de la tension de tenue aux chocs U_W des équipements (correspond à l'IEC 62305-2)

Type de ligne	Tension U_W en kV				
	1	1,5	2,5	4	6
	P_{LI}				
Réseaux de puissance	1	0,6	0,3	0,16	0,1
Réseaux de télécommunication	1	0,5	0,2	0,08	0,04

B.4.10 Probabilité P_P qu'une personne soit présente dans un endroit dangereux

La probabilité P_P qu'une personne soit présente dans un endroit dangereux dépend de la durée t_z en heures annuelles de présence des personnes dans un endroit dangereux:

$$P_P = t_z / 8\,760 \quad (\text{B.29})$$

NOTE Lorsque la valeur de t_z n'est pas connue, il convient que le rapport $t_z / 8\,760$ soit égal à la valeur 1.

B.4.11 Probabilité P_e d'exposition des équipements à un événement dommageable

La probabilité P_e d'exposition à un événement dommageable d'un équipement non endommagé dépend de la durée t_e en heures annuelles d'exposition de l'équipement audit événement:

$$P_e = t_e / 8\,760 \quad (\text{B.29})$$

NOTE Lorsque la valeur de t_e n'est pas connue, il convient que le rapport $t_e / 8\,760$ soit égal à la valeur 1.

B.5 Évaluation du niveau de perte L_X dans une éolienne

B.5.1 Généralités

L_X représente le niveau moyen de perte due à un type spécifié de dommage provoqué par un événement dangereux, exprimé de manière relative par rapport au niveau maximal de perte dans l'éolienne à protéger.

Il convient que le concepteur de la protection contre la foudre (ou le propriétaire de l'éolienne) évalue et détermine les valeurs de la perte L_X . Les valeurs moyennes de la perte L_X dans une éolienne indiquées ici sont considérées comme des valeurs typiques. Des valeurs différentes peuvent être attribuées par chaque comité national (ou convenues entre le fabricant et le client).

B.5.2 Perte relative moyenne par événement dangereux

La perte L_X fait référence au niveau relatif moyen d'un type spécifié de dommage pour un événement dangereux provoqué par un éclair, compte tenu de son étendue et de ses effets.

La perte L_X varie en fonction de la cause du dommage (D_{1D} , D_{1T} , D_2 et D_3).

Il convient de déterminer la perte L_X pour chaque zone de l'éolienne dans laquelle elle est répartie.

La perte L_X pour chaque zone peut être déterminée conformément aux Tableaux B.11 et B.12.

Tableau B.11 – Valeurs de perte pour chaque zone (correspond à l'IEC 62305-2)

Perte typique
$L_{AT} = L_{UT} = L_T$
$L_{AD} = L_D$
$L_B = L_V = L_F = L_{F1} = L_{F2}$

où

- L_T est le rapport moyen type des personnes blessées par des tensions de contact et de pas sur le nombre total de personnes présentes dans la zone, en raison d'un événement dangereux (voir Tableau B.12);
- L_D est le rapport moyen type des personnes blessées par un coup de foudre direct sur le nombre total de personnes exposées dans la zone, en raison d'un événement dangereux (voir Tableau B.12);
- L_{F1} est le rapport moyen type des personnes blessées par un incendie ou une explosion sur le nombre total de personnes présentes dans la zone, en raison d'un événement dangereux (voir Tableau B.12);
- L_{F2} est le rapport moyen type de dommages physiques d'importance sociale dus à un incendie ou une explosion sur le nombre maximal de dommages d'importance sociale dans la zone, en raison d'un événement dangereux (voir Tableau C.2);
- L_O est le rapport moyen type des personnes blessées par la défaillance des réseaux internes sur le nombre total de personnes présentes dans la zone, en raison d'un événement dangereux (voir Tableau B.12).

NOTE 1 Le risque d'explosion n'est pas considéré comme applicable aux éoliennes.

NOTE 2 Selon l'IEC 62305-2, une perte d'importance sociale est une perte qui implique des blessures ou lésions aux personnes, l'indisponibilité du service pour le public, des dommages au patrimoine culturel et, en général, des coûts que la société est obligée de supporter.

Tableau B.12 – Valeurs moyennes typiques de L_T , L_D , L_F et L_O (correspond à l'IEC 62305-2)

Type de zones	L_T	L_D	L_{F1}	L_{F2}	L_O
Zones critiques ^{a)}	0,01	0,1	0,01	0,1	0,0001
Zones normales ^{b)}	0,01	0,1	0,01	0,05	0,00001
^{a)} zones comportant des équipements essentiels pour l'exécution de processus (commande, communication)					
^{b)} zones ouvertes au public					

NOTE 3 Les valeurs du Tableau B.12 se rapportent à une présence continue de personnes dans la structure.

Annexe C (informative)

Méthodes de protection des pales

C.1 Généralités

C.1.1 Types de pales et types de méthodes de protection des pales

Les pales des éoliennes sont des structures creuses de grande taille constituées de matériaux composites, tels que le plastique renforcé par fibres de verre (GFRP), le bois, le bois stratifié et le plastique renforcé par fibres de carbone (CFRP). Le CFRP est généralement utilisé pour l'armature de la structure des pales ou pour des composants spéciaux tels que l'arbre d'extrémité des pales équipées de freins d'extrémité (mécanisme de freinage par décrochage de bout de pale). Certaines parties, ainsi que les composants discrets tels que brides de fixation, contrepoids, articulations, supports d'assemblage pour pales en plusieurs parties, paliers, câbles, câblage électrique, ressorts et accessoires sont en métal. La jointure des coups de foudre avec les pales s'effectue même en l'absence de composants métalliques, et chaque formation d'un arc de foudre à l'intérieur de la pale occasionne un dommage grave.

Les deux côtés ou revêtements de surface d'une pale sont normalement constitués de tôles séparées en fibres de verre ou comportant d'autres matériaux composites collés ensemble le long des bords d'attaque et de fuite et collés sur une structure porteuse interne également en fibres de verre. La partie intérieure de la pale comporte de grandes cavités remplies d'air formées par le revêtement de surface et la structure interne qui s'étend généralement sur toute la longueur de la pale. En variante, les revêtements des pales peuvent offrir la résistance mécanique de la pale en l'absence de longeron porteur. Enfin, les pales peuvent être constituées d'une seule pièce en utilisant des techniques de pointe de coulée de résine sans les interfaces collées susmentionnées.

Il existe plusieurs types de pales selon le mécanisme de commande et de freinage employé, ainsi que l'utilisation de matériaux composites isolants et conducteurs. La Figure C.1 présente cinq types principaux de pales.

Les pales de type A utilisent un volet (aileron) dans la partie extérieure du bord d'attaque pour le freinage. Sur les pales de type A, les points de jointure de la foudre se situent souvent sur les articulations métalliques du volet, et un dommage important est souvent observé dans la mesure où la section des câbles d'acier utilisés pour le fonctionnement du volet ne permet généralement pas de conduire le courant de foudre.

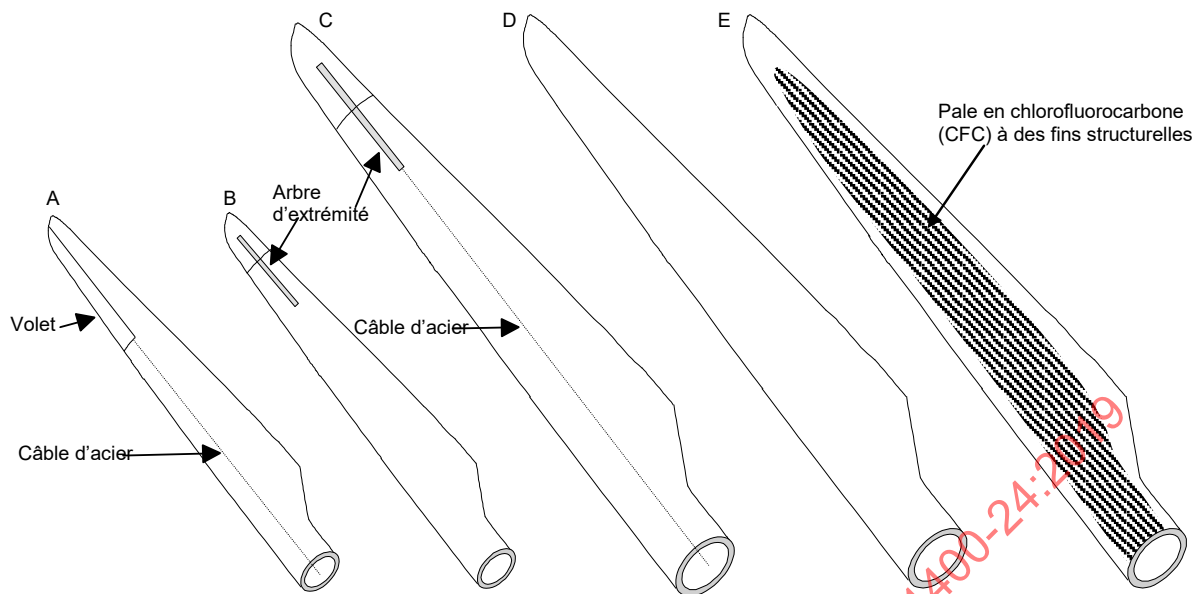


Figure C.1 – Types de pales des éoliennes

Les pales de type B utilisent un frein d'extrémité maintenu par un ressort et libéré par la force centrifuge à une vitesse de rotation excessive. Sur les pales de type B, les points de jointure de la foudre se situent essentiellement à quelques dizaines de centimètres de l'extrémité la plus éloignée, ou sur les côtés de l'extrémité à la position de l'extrémité la plus éloignée de l'arbre. Depuis le point de jointure, un arc de foudre se forme à l'intérieur de la section d'extrémité par rapport à l'extrémité la plus éloignée de l'arbre, et depuis l'autre extrémité de l'arbre, un arc se forme à l'intérieur de la pale principale jusqu'à la bride de fixation en acier au niveau du pied de pale. Ces arcs internes détériorent invariablement très gravement la pale. Les pales des types A et B étaient couramment utilisées avec des éoliennes plus anciennes d'une puissance pouvant atteindre 100 kW.

Une pale de type C est une pale dont la commande du frein d'extrémité s'effectue par un câble d'acier. Sur les pales de type C, les points de jointure de la foudre se situent essentiellement à quelques dizaines de centimètres de l'extrémité la plus éloignée de la pale, ou sur les côtés de l'extrémité à la position de l'extrémité la plus éloignée de l'arbre. Dans le cas des pales de type C et de type B, un arc de foudre formé à l'intérieur de la section d'extrémité entre le point de jointure et l'extrémité la plus éloignée de l'arbre provoque un dommage grave. Sur les pales de type C, un dommage occasionné à la pale principale traduit principalement l'incapacité du câble d'acier à conduire le courant de foudre. Les câbles d'acier utilisés à cette fin ont un diamètre minimal de 10 mm ou de 12 mm pour des pales d'une longueur de 17 m. Ces câbles sont capables de conduire la plupart des courants de foudre, et ainsi de protéger la pale principale contre tout dommage (voir l'Article C.6 pour de plus amples informations concernant le dimensionnement des systèmes de protection).

Une pale de type D est une pale composée entièrement de matériaux non conducteurs. L'expérience acquise avec des pales non conductrices indique, comme avec les autres types de pales, que les points de jointure de la foudre se situent principalement à proximité de l'extrémité. Par comparaison avec les autres types de pales, les points de jointure peuvent également être répartis de manière aléatoire en d'autres positions sur toute la longueur de la pale.

Une pale de type E est une pale dont certains des composants structurels sont constitués de plastiques renforcés par fibres de carbone (CFRP), étant donné qu'ils présentent une rigidité élevée pour un poids donné. Selon la conception spécifique des pales, le CFRP peut être utilisé comme armature du revêtement des pales, ainsi que pour les composants structurels porteurs tels que le longeron interne. En raison de ses propriétés électriques, il convient que

le CFRP fasse l'objet d'une coordination attentive avec le système de protection contre la foudre afin d'assurer la distance de séparation, l'isolation électrique et/ou le courant maximal admissible nécessaires. L'Article C.3 traite des questions concernant la protection contre la foudre des pales des éoliennes contenant du CFRP.

La jointure des éclairs avec les pales non conductrices ou les parties isolantes des pales contenant des parties conductrices peut au moins en partie être expliquée par le fait que la pollution et l'eau rendent ces pales plus conductrices dans la durée. Les expériences effectuées en laboratoire sous haute tension indiquent que les jointures d'arc se produisent sur une pale non-conductrice soumise à une pulvérisation d'eau saline comme si cette pale était en métal. Une autre partie de l'explication réside dans le fait que les pales se situent simplement sur l'axe de frappe de l'éolienne par la foudre. De plus, il est admis que les décharges se développent le long d'une surface plus facilement que dans l'air, et notamment en cas de contamination de cette surface par une pollution saline et l'eau. Dans tous les cas, l'expérience pratique indique qu'un dommage grave des pales non conductrices (type D) et des pales contenant du CFRP (type E) occasionné par la foudre est relativement courant, rendant de fait une protection contre la foudre nécessaire.

C.1.2 Mécanisme d'endommagement des pales

Les types de dommage classiques aux points de jointure de la foudre sont le délaminage et l'incinération du matériau composite superficiel, ainsi que le chauffage ou la fusion des composants métalliques utilisés comme point de jointure.

Toutefois, le dommage le plus grave occasionné aux pales d'une éolienne se produit lorsque la foudre forme des arcs à haute énergie à l'intérieur de la pale en raison d'une jointure avec une partie non protégée du revêtement des pales. Les arcs peuvent se former dans le volume d'air à l'intérieur de la pale ou le long des surfaces internes. Un autre type de dommage se produit lorsque la conduction du courant de foudre ou d'une partie de celui-ci s'effectue dans ou entre les couches de matériaux composites ou dans les fissures de colle associées au conducteur de descente, vraisemblablement parce que ces couches et ces fissures contiennent une certaine humidité. L'onde de choc de pression provoquée par ces arcs internes peut littéralement faire exploser la pale, éparpillant les revêtements de surfaces des pales le long des arêtes, ainsi que du longeron porteur interne. Toutes les catégories de dommage englobent aussi bien une fissuration superficielle que la désintégration complète de la pale. Dans certains cas, les ondes de pression se propagent depuis la pale frappée par la foudre à travers le moyeu et dans les autres pales, ce qui entraîne leur endommagement par pression.

Des arcs internes se forment souvent entre le point de jointure de la foudre à l'extrémité de la pale et un composant conducteur interne à la pale. Dans le cas des pales de type C, le dommage se limite souvent à la section de l'extrémité, la pale principale demeurant intacte. Un dommage occasionné aux pales principales de type C est normalement observé après la formation d'un arc à l'intérieur de la pale principale. Ce type de dommage se produit généralement dans les cas où la section du câble d'acier qui commande le frein d'extrémité ne permet pas de conduire le courant de foudre de l'arbre d'extrémité au moyeu. Dans le cas des pales de type A, la pale principale est détruite.

Le phénomène responsable du dommage structurel grave occasionné aux pales d'une éolienne est par conséquent la formation d'une onde de choc de pression autour d'un arc de foudre à l'intérieur de la pale. Un dommage peu important peut se produire en cas de formation d'un arc de foudre sur la surface extérieure, ou en cas de conduction du courant de foudre par des composants métalliques de section insuffisante.

La formation d'un arc interne à haute énergie responsable du dommage structurel ne doit pas être confondue avec les décharges partielles à faible énergie mentionnées en C.2.4.

C.2 Méthodes de protection

C.2.1 Généralités

Le problème générique de la protection des pales d'une éolienne contre la foudre consiste à conduire le courant de foudre en toute sécurité entre le point de jointure sur la pale et le moyeu ou la nacelle de manière à éviter la formation d'un arc de foudre à l'intérieur de la pale. Cette opération peut être réalisée en déviant le courant de foudre entre le point de jointure le long de la surface et le pied de pale, au moyen de conducteurs métalliques fixés sur la surface de la pale ou à l'intérieur de celle-ci. Une autre méthode consiste à ajouter un matériau conducteur au matériau superficiel de la pale proprement dite, rendant ainsi la pale suffisamment conductrice pour acheminer le courant de foudre jusqu'au pied de pale en toute sécurité. Des variantes de ces deux méthodes sont utilisées sur les pales d'éolienne (voir la Figure C.2).

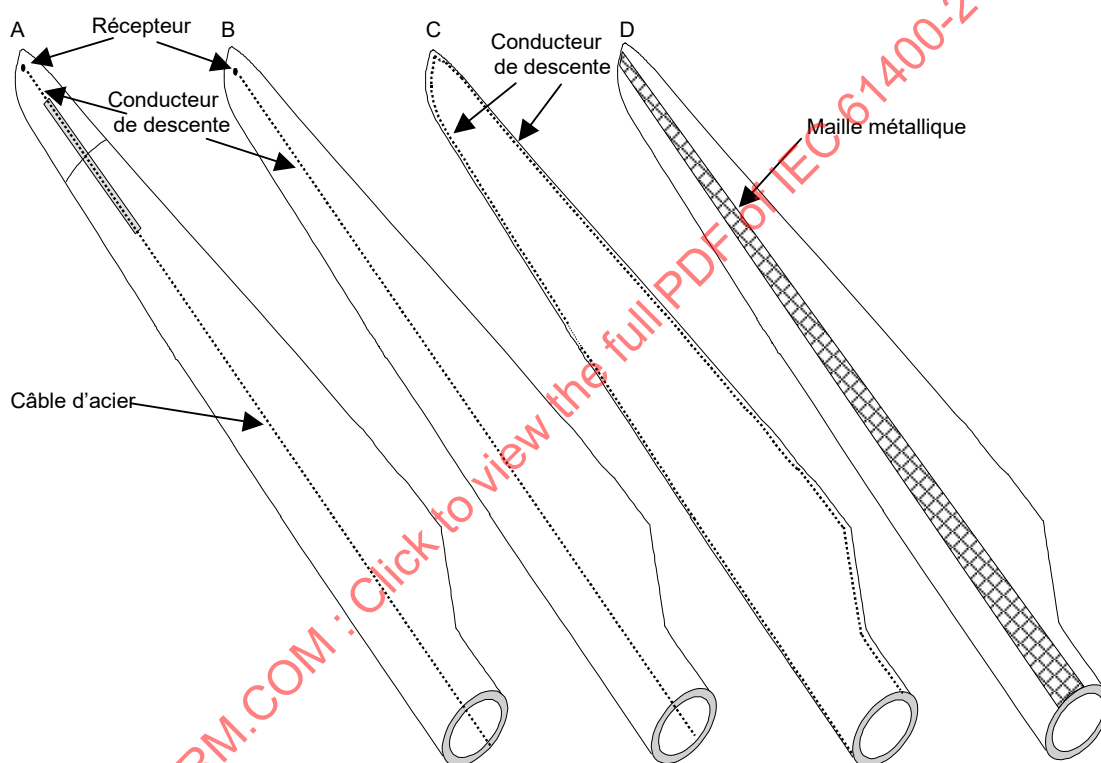


Figure C.2 – Concepts de protection contre la foudre des pales d'éolienne modernes de grande taille

C.2.2 Dispositifs de capture de la foudre installés sur la surface de la pale ou intégrés à cette surface

Il convient que la section des conducteurs métalliques installés sur la surface de la pale et utilisés comme dispositif de capture ou conducteur de descente leur permette de résister à une jointure directe de la foudre et de conduire la totalité du courant de foudre. Par ailleurs, certaines dimensions sont nécessaires afin d'assurer une fixation fiable sur la surface de la pale. La section minimale pour l'aluminium est de 50 mm² et une fixation fiable de ce type de conducteurs peut s'avérer problématique. En outre, les conducteurs montés sur la surface de la pale peuvent compromettre l'aérodynamisme de la pale ou produire un bruit non souhaitable.

Des câbles ou des tresses en aluminium ou en cuivre sont utilisés pour les paratonnerres intégrés à la surface de la pale. Il existe plusieurs systèmes de protection avec lesquels un conducteur métallique connecté au pied de pale est soit installé sur toute la longueur de la surface extérieure de la pale, soit intégré au bord de fuite. Certains types de pales comportent des conducteurs métalliques installés le long des bords d'attaque et de fuite (type C). De plus, certains types de pales comportent des déflecteurs métalliques installés sur la surface autour de la pale en plusieurs emplacements radiaux le long de la pale, chacun de ces déflecteurs étant connecté aux conducteurs installés le long des arêtes des pales.

C.2.3 Rubans métalliques adhésifs et bandes de déflexion segmentées

Des rubans adhésifs en aluminium placés sur la surface de la pale ont été utilisés dans plusieurs études. Toutefois, ces rubans avaient tendance à peler en quelques mois. Sous réserve de la résolution du problème du maintien du ruban sur la pale, il est possible que les rubans métalliques puissent représenter une méthode de protection intéressante, notamment pour la rénovation des pales non protégées existantes. Il convient toutefois de noter que des ondes de pressions importantes sont associées au guidage de l'éclair à proximité de la surface des pales [6]. Cette situation peut entraîner un dommage structurel.

Certaines expériences prometteuses ont été menées dans le passé avec des bandes de déflexion segmentées. Ces bandes segmentées sont utilisées sur les radômes d'avions parce qu'elles ne perturbent pas le signal radar.

Il est possible d'utiliser un ruban métallique comme protection ponctuelle, dont le remplacement est exigé après un coup de foudre.

C.2.4 Conducteurs de descente internes

Une option courante consiste à installer des paratonnerres à l'intérieur de la pale. Les accessoires métalliques du paratonnerre pénètrent dans la surface de la pale et agissent comme des récepteurs de foudre discrets. Ces systèmes de protection sont utilisés sur les avions [6].

Le système de protection contre la foudre utilisé sur de nombreuses pales fabriquées actuellement comporte des récepteurs de foudre discrets installés à l'extrémité de la pale (types A et B à la Figure C.2). À partir des récepteurs installés à l'extrémité de la pale, un conducteur de descente interne entraîne le courant de foudre vers le pied de pale. Dans le cas des pales avec freins d'extrémité, le câble d'acier qui commande l'extrémité sert de conducteur de descente (type A). Lorsque la pale ne comporte pas de frein d'extrémité, un câble de cuivre disposé le long du longeron interne sert alors de conducteur de descente (type B).

Plusieurs milliers de pales équipées de ce système de protection contre la foudre (types A et B à la Figure C.2) ont été produites. Les expériences pratiques d'utilisation de ce système de protection contre la foudre pour les pales d'une longueur maximale de 20 m sont très positives. Le principe d'utilisation d'un ou de plusieurs dispositifs de capture externes connectés à un conducteur de descente interne a été largement appliqué par de nombreux fabricants pour des pales d'une longueur maximale de 60 m et ce, jusqu'à la date de publication du présent document. Pour des pales de cette longueur, l'expérience acquise indique qu'il existe un risque de jointure directe de la foudre par l'intermédiaire du stratifié jusqu'au conducteur de descente interne, endommageant gravement les pales. Ces problèmes semblent être liés à des décharges partielles non contrôlées qui se développent depuis les parties conductrices internes (conducteur de descente, composants de connexion, etc.).

Lorsque la production de ces décharges partielles à faible énergie par les parties métalliques internes de la pale est admise, ces décharges se propagent aussi vite que celles produites par le dispositif de capture. Dès lors que ces décharges internes frappent la surface interne de la pale, elles intensifient, en association avec les décharges partielles sur la partie extérieure des pales, la contrainte électrique subie par le stratifié. La contrainte accrue

pourrait ne pas constituer un problème pour un nombre limité de modifications sur le terrain rapides (foudre frappant les récepteurs ou les structures voisines). Toutefois, lorsque la pale est exposée à plusieurs impacts au cours de sa durée de vie en service complète, la contrainte peut finalement évoluer en claquage électrique complet. L'impact physique de ce type de canal de claquage à haute tension sur la pale est plutôt limité, mais le dommage associé au courant de foudre qui suit peut être désastreux tel que commenté en C.1.2.

Ces décharges peuvent être freinées ou retardées par encapsulage du conducteur de descente interne et des autres parties conductrices dans la pale avec un matériau à isolation électrique, réduisant de ce fait le problème.

C.2.5 Matériaux de surface conductrice

Une variante à l'installation d'un dispositif de capture de la foudre sur la surface de la pale consiste à rendre la surface elle-même conductrice. Dans le secteur aéronautique, la protection contre la foudre des matériaux composites en verre et fibres de carbone utilisés pour les ailes et les surfaces exposées à la foudre est obtenue par l'ajout d'un matériau conducteur sur les couches extérieures, réduisant de ce fait tout dommage à une petite surface au niveau du point de jointure. Le matériau conducteur peut prendre la forme de métal pulvérisé sur la surface, de fibres revêtues de métal dans les couches extérieures du matériau composite, d'un fil métallique intégré dans ces mêmes couches extérieures, ou d'un maillage de toiles étendues métalliques disposé juste sous la surface extérieure du matériau composite. La protection contre la foudre des pales d'éolienne est assurée par une maille métallique disposée le long des côtés des pales juste sous l'enduit gélifié (D à la Figure C.2). Parfois, la pointe extrême de la pale est en métal ou recouverte d'une gaine métallique.

Une maille métallique ou d'autres surfaces conductrices de faible épaisseur pour les conducteurs de descente de la foudre permettent de protéger les éléments conducteurs internes potentiels (par exemple, CFRP) contre les champs électriques, et de ce fait contre les jointures directes de la foudre. La chute de tension inductive sur toute la longueur du conducteur, associée au gradient de courant élevé, est légèrement réduite, ce qui constitue une conséquence importante compte tenu du risque d'éclairs latéraux. Toutefois, il convient également de prendre en considération le risque de jointure directe de la foudre avec l'arête de ce type de géométries de faible épaisseur, ainsi que la possibilité d'une répartition irrégulière du courant en raison des effets de peau.

C.3 Composants structurels en CFRP

Le plastique renforcé par fibres de carbone (CFRP) a été utilisé pour les arbres d'extrémité des pales de petite taille et est désormais utilisé pour l'armature des pales de grande taille. Ce matériau est utilisé soit pour le longeron central porteur, soit directement dans les revêtements des pales en raison d'un rapport de résistance/poids élevé. Une utilisation toujours plus grande du CFRP pour les composants structurels est prévue du fait de l'augmentation de la taille des pales, ce matériau offrant l'avantage d'un poids réduit.

La question principale que pose l'utilisation du CFRP réside dans son mode de réaction au courant de foudre qui pénètre et circule éventuellement dans ce matériau. Les deux propriétés électriques que sont la conductivité et le degré d'anisotropie rendent le CFRP considérablement différent des matériaux conducteurs isotropes tels que les métaux.

La conductivité du CFRP est de l'ordre de 1 000 fois inférieure à celle de l'aluminium. Selon la technique réelle de construction et de tissage, la conductivité du CFRP présente un degré très élevé d'anisotropie, avec une plus grande résistance du matériau dans les directions perpendiculaires à l'orientation des fibres. La conductivité des échantillons de CFRP utilisés pour les essais de foudre dans le secteur aéronautique a été mesurée: elle varie selon quatre ordres d'amplitude pour des directions du courant différentes.

Par conséquent, le chauffage résistif du CFRP peut être critique lorsqu'il est exposé à des densités de courant élevées. Aux points de jointure de la foudre au niveau desquels des

courants élevés pénètrent dans une zone plutôt confinée, la température due aux pertes par effet Joule peut être particulièrement supérieure à la température d'évaporation de la résine. Lors de l'évaporation de la matrice de résine, la pression des gaz produits peut provoquer la rupture et le délaminage des couches de CFRP. L'incinération du CFRP peut même être observée, notamment au point de jointure de la foudre.

Lorsque du CFRP est utilisé dans les aéronefs, une protection contre la foudre est considérée comme obligatoire pour les composants en CFRP qui peuvent être frappés par la foudre ou peuvent conduire le courant de foudre.

Il existe des exemples d'endommagement par la foudre des arbres d'extrémité en CFRP des pales d'éoliennes. Certaines expériences menées en laboratoire ont également fait état de problèmes avec les arbres en CFRP conduisant le courant de foudre. Des essais en laboratoire effectués sur des pales avec un revêtement en CFRP ont révélé un délaminage de la surface et une incinération au point de jointure de la foudre. Il convient que le concept de protection de la pale tienne compte de l'exposition à des coups de foudre directs sur toute la longueur de la pale, et documente par des essais et par une analyse que de tels coups sur des points de jointure vraisemblables n'occasionnent aucun dommage qui compromet l'exigence d'aptitude à la fonction spécifiée en 8.2.2.

Selon la conception de pale spécifique et la stratégie de protection par SPF, les composants structurels en CFRP sont considérés soit comme une partie intégrante du trajet du courant de foudre, soit isolés électriquement par rapport au SPF.

Il est essentiel que les composants structurels en CFRP, les autres composants conducteurs et le SPF fassent l'objet d'une coordination appropriée. Il convient que la coordination tienne compte de:

- la liaison électrique et/ou,
- l'isolation électrique et/ou,
- la séparation physique.

Pour chaque conception de pale et de SPF spécifique, il convient d'appliquer tout ou partie des éléments ci-dessus.

En cas de mise en œuvre d'une liaison électrique, il convient alors de déterminer si l'espacement entre les points de liaison equipotentielle est adapté afin d'éviter le développement de tensions critiques susceptibles de provoquer un contournement non contrôlé.

C.4 Problèmes particuliers posés par les composants conducteurs

Les composants conducteurs décrits dans le présent article couvrent toutes les autres parties conductrices de la pale outre les récepteurs et le conducteur de descente décrits à l'Article C.2, et le CFRP décrit à l'Article C.3.

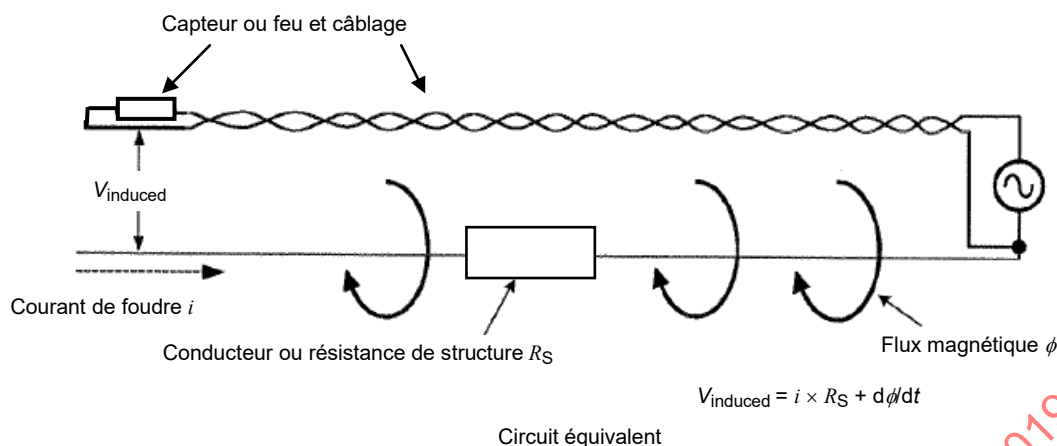


Figure C.3 – Tensions entre le trajet du courant de foudre et le câblage des capteurs dues au couplage mutuel et à l'impédance du trajet de courant

Le câblage des capteurs installés sur ou à l'intérieur des pales peut être exposé à des champs magnétiques élevés qui peuvent produire des tensions dommageables entre le paratonnerre et tout autre câblage interne à la pale, comme cela est représenté à la Figure C.3. Il convient d'éviter si possible ce type de câblage. La tension induite étant généralement dominante par comparaison avec la partie résistive, l'estimation des tensions induites doit par conséquent être l'objet d'une grande attention. Il est recommandé au concepteur de consulter les ouvrages de référence spécialisés sur cette question.

Lorsque de telles installations existent, il convient que la protection repose sur une coordination attentive avec le SPF. Il convient que la coordination tienne compte de:

- la liaison électrique et/ou,
- l'isolation électrique et/ou,
- la séparation physique.

Il convient que des dispositifs de capture de la foudre externes bien exposés directement à l'extérieur de composants conducteurs internes protègent les structures internes contre la jointure directe de la foudre. De plus, l'application attentive d'un revêtement de matériaux électriquement isolants sur le câblage conducteur permet de réduire le plus possible le risque de décharges partielles émises par le câblage interne. Noter que des courants et des tensions élevés peuvent être induits dans les boucles conductrices isolées au voisinage du conducteur de descente. Ces chocs peuvent éventuellement produire une étincelle interne. Il est possible que des conceptions qui intègrent au système de protection contre la foudre un câblage électrique associé à des capteurs, des feux et autres réseaux, y compris le conducteur de descente de foudre, puissent éviter le mieux possible tout dommage occasionné à ces réseaux. Une coordination attentive des conceptions de tous les réseaux internes à une pale est essentielle pour une protection de la pale contre la foudre satisfaisante et un fonctionnement tout aussi satisfaisant de ces réseaux internes.

Il convient de traiter de façon similaire les composants structurels métalliques internes de la pale, c'est-à-dire les masses, amortisseurs, plates-formes, etc. Il convient de concevoir toutes les parties conductrices de la pale de manière à réduire le plus possible le renforcement des champs électriques. Par ailleurs, il convient que ces parties fassent l'objet d'une coordination attentive avec le SPF de la pale afin d'assurer la distance de séparation, l'isolation électrique et/ou le courant maximal admissible nécessaires pour réduire le risque de décharges internes. Comme dans le cas du câblage, il est important que les dispositifs de capture externes protègent les composants conducteurs internes contre les champs électriques, protégeant de ce fait ces surfaces contre une jointure directe de la foudre.

Il convient que d'autres composants conducteurs éventuels situés à l'intérieur de la pale (par exemple, feu de navigation des extrémités de la pale, capteurs de foudre, dispositifs de surveillance d'état), soient toujours protégés par des récepteurs de foudre externes, réduisant de ce fait le plus possible le risque de jointure directe de la foudre aux structures. Comme décrit précédemment, le risque de décharges internes susceptibles d'entraîner une perforation du revêtement des pales peut être réduit le plus possible par encapsulage minutieux de toutes les parties conductrices internes avec un matériau à isolation électrique.

C.5 Efficacité d'interception

L'efficacité d'interception est définie comme le nombre de frappes sur les pales correctement interceptées par les dispositifs de capture par rapport au nombre total de frappes sur ces mêmes pales. Dans ce sens, l'efficacité d'interception est un paramètre qui décrit la capacité du SPF des pales à intercepter les frappes en toute sécurité. L'efficacité d'interception est affectée par les facteurs suivants:

- la conception et l'exposition du dispositif de capture (position et géométrie);
- le niveau d'isolation des parties conductrices internes;
- le résultat de l'essai de jointure du traceur initial à haute tension décrit à l'Annexe D (efficacité d'interception).

Il convient d'installer les dispositifs de capture et leurs extensions (conducteurs solides et déflecteurs segmentés sur la surface) de manière à réduire à un niveau acceptable la probabilité de perforation des surfaces isolantes par la foudre.

Les dispositifs de capture sont installés de telle sorte que la tension de contournement le long de la surface non conductrice des pales est inférieure à la tension de claquage du revêtement des pales. Dans la pratique, il est difficile de déterminer tant la tension de claquage du revêtement des pales que la tension de contournement superficiel, dans la mesure où il convient de prévoir des variations dues aux différents matériaux composites, ainsi qu'à l'influence du vieillissement, des fissures, de l'humidité et de la pollution. De plus, la présence de matériaux conducteurs à l'intérieur de la pale influe sur l'efficacité d'interception des déflecteurs segmentés et des dispositifs de capture discrets [6].

Une publication récente traitant de la répartition des jointures de la foudre dans le cas des pales d'éoliennes indique que la jointure de la majorité des éclairs s'effectue avec la zone d'extrémité de la pale et que la probabilité de jointure diminue rapidement en direction du pied de pale. L'Article C.8 fournit de plus amples informations.

Les essais de jointure de la foudre à haute tension effectués sur des éprouvettes représentant la conception sont utiles pour révéler l'efficacité d'interception. Par ailleurs, ces essais identifient et résolvent les problèmes de conception avant toute mise en œuvre dans la production finale.

Des méthodes numériques permettant de déterminer les zones de jointure vraisemblables sur les pales et les nacelles, ainsi que les estimations du nombre annuel de jointures directes des éclairs avec certaines structures sont en cours de développement. Il est toutefois peu vraisemblable que des méthodes de simulation numérique puissent prévoir avec certitude la perforation ou non d'une structure de pales non conductrice, ou déterminer le nombre et l'emplacement ou les emplacements des récepteurs nécessaires pour empêcher ces perforations. Ce phénomène a pour origine la complexité de la plupart des structures de pales, et la dynamique de création et de développement des décharges "dard" multiples. Ainsi, les méthodes numériques sont utiles dans la phase de conception. Que des méthodes numériques ou des preuves empiriques soient ou non utilisées, il convient de soumettre les conceptions candidates à des essais de jointure à haute tension, tels que décrits à l'Article D.2, afin d'offrir une assurance supplémentaire de l'efficacité de la protection.

C.6 Dimensionnement des systèmes de protection contre la foudre

Il convient que les matériaux utilisés pour la protection des pales d'éoliennes contre la foudre soient capables de résister aux effets combinés des contraintes électriques, thermiques et électrodynamiques imposées par le courant de foudre. Le Tableau C.1 énumère les dimensions nominales des matériaux utilisés pour les dispositifs de capture et les conducteurs de descente (voir aussi l'IEC 62305-3).

Tableau C.1 – Matériau, configuration et section nominale minimale des conducteurs et piquets de dispositifs de capture, piquets de départ et conducteurs de descente^a (correspond à l'IEC 62305-3)

Matériau	Configuration	Section nominale mm ²
Cuivre, Cuivre étamé	Ruban plein	50
	Rond plein ^b	50
	Toronné ^b	50
	Rond plein ^c	176
Aluminium	Ruban plein	70
	Rond plein	50
	Toronné	50
Alliage d'aluminium	Ruban plein	50
	Rond plein	50
	Toronné	50
	Rond plein ^c	176
Alliage d'aluminium cuivré	Rond plein	50
Acier galvanisé à chaud ^b	Ruban plein	50
	Rond plein	50
	Toronné	50
	Rond plein ^c	176
Acier cuivré	Rond plein	50
	Ruban plein	50
Acier inoxydable ^e	Ruban plein ^d	50
	Rond plein ^d	50
	Toronné	70
	Rond plein ^c	176
^a Il convient que les caractéristiques mécaniques et électriques, ainsi que les propriétés de résistance à la corrosion satisfassent aux exigences de la série IEC 62561.		
^b la valeur de 50 mm ² (diamètre de 8 mm) peut être réduite à 25 mm ² dans certaines applications pour lesquelles la résistance mécanique ne constitue pas une exigence essentielle. Il convient dans ce cas de veiller à réduire l'espacement entre les fixations.		
^c Applicable aux piquets des dispositifs de capture et piquets de départ. Pour les piquets des dispositifs de capture avec lesquels une contrainte mécanique telle que la charge de vent n'est pas essentielle, un piquet d'une longueur de 1 m et d'un diamètre de 9,5 mm peut être utilisé.		
^d Lorsque les considérations thermiques et mécaniques sont importantes, il convient alors de porter ces valeurs à 75 mm ² .		

Les sections susmentionnées sont fournies à titre de ligne directrice dérivée pour les conducteurs simples. Pour ce type de géométries, l'échauffement associé au courant de foudre peut faire l'objet d'une évaluation analytique ou numérique. Compte tenu des composants propres à des applications particulières, comme les conducteurs de descente souples et des géométries plus complexes telles que les dispositifs de capture, composants

de connexion, toiles étendues, etc., différentes dimensions peuvent être prises en considération. Pour de tels composants, il convient de baser la vérification de conception sur des essais en laboratoire. Lorsque les composants individuels de protection contre la foudre sont assemblés pour former l'installation complète des pales, il est recommandé de vérifier par essai la solution définitive.

Les composants soumis à une charge tels que les câbles d'acier pour freins d'extrémités de pales peuvent devoir être plus solides du fait de la réduction de la résistance mécanique lorsqu'ils sont chauffés à des températures élevées. Il existe quelques expériences pratiques d'utilisation de câbles d'acier pour la commande des freins d'extrémités de pales dont la rupture ou la fusion a été constatée en raison des courants de foudre, y compris pour des câbles dont le diamètre maximal est de 10 mm (section de 78 mm²).

L'échauffement des conducteurs transportant le courant de foudre peut être évalué tel que présenté dans l'Équation (C.1) (voir aussi l'IEC 62305-1). Il convient que le concepteur tienne compte de l'échauffement de tous les composants soumis totalement ou partiellement au courant de foudre et assure que ces composants ont une résistance suffisante pour remplir leur fonction immédiatement après un coup de foudre.

$$\theta - \theta_0 = \frac{1}{\alpha} \cdot \left\{ \exp \left[\frac{(W/R \cdot \alpha \cdot \rho_0)}{q^2 \cdot \gamma \cdot c_w} \right] - 1 \right\} \quad (\text{C.1})$$

où

$\theta - \theta_0$ est l'échauffement des conducteurs [K];

α est le coefficient de température de la résistance [1/K];

W/R est l'énergie spécifique du choc de courant [J/Ω];

ρ_0 est la résistance ohmique spécifique du conducteur à la température ambiante [Ωm];

q est la section du conducteur [m²];

γ est la densité des matériaux [kg/m³];

c_w est la capacité thermique [J/kgK].

Le Tableau C.2 présente les éléments d'entrée de cette équation pour les matériaux courants, et le Tableau C.3 présente les échauffements pour les différents conducteurs. Il convient de noter que dans le cas de câbles préchargés, l'échauffement ne doit pas atteindre le point de fusion pour occasionner une défaillance.

Tableau C.2 – Caractéristiques physiques des matériaux typiques utilisés dans les systèmes de protection contre la foudre (correspond à l'IEC 62305-1)

Grandeur	Matériau			
	Aluminium	Acier doux	Cuivre	Acier inoxydable ^a
ρ_0 [Ωm]	29×10^{-9}	120×10^{-9}	$17,8 \times 10^{-9}$	$0,7 \times 10^{-6}$
α [1/K]	$4,0 \times 10^{-3}$	$6,5 \times 10^{-3}$	$3,92 \times 10^{-3}$	$0,8 \times 10^{-3}$
γ [kg/m ³]	2 700	7 700	8 920	$8,0 \times 10^3$
θ_s [°C]	658	1 530	1 080	1 500
c_s [J/kg]	397×10^3	272×10^3	209×10^3	–
c_w [J/kgK]	908	469	385	500
θ_s [°C] est la température de fusion.				
c_s [J/kg] est la chaleur latente de fusion.				
^a Non magnétique austénitique.				

Tableau C.3 – Échauffement [K] pour différents conducteurs en fonction du rapport W/R (correspond à l'IEC 62305-1)

Section mm ²	Matériau											
	Aluminium			Acier doux			Cuivre			Acier inoxydable ^a		
	W/R MJ/Ω			W/R MJ/Ω			W/R MJ/Ω			W/R MJ/Ω		
	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10	2,5	5,6	10
4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10	566	–	–	–	–	–	169	541	–	–	–	–
16	147	454	–	1 114	–	–	56	143	309	–	–	–
25	52	132	283	211	912	–	22	51	98	938	–	–
50	12	28	52	37	96	211	5	12	22	188	460	938
100	3	7	12	9	20	37	1	3	5	45	102	188

^a Non magnétique austénitique.

Compte tenu de l'effet sur le dispositif de capture, l'IEC 62305-1 recommande l'utilisation du modèle de chute de tension anodique ou cathodique pour calculer le volume soumis à érosion. Plusieurs tentatives de corrélation de ce modèle avec des essais et une expérience pratique se sont révélées infructueuses. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour obtenir un modèle entièrement vérifié.

C.7 Connexion pale-moyeu

La terminaison du conducteur de descente au pied de la pale prend habituellement la forme de la bride de fixation de la pale sur le moyeu ou directement sur la nacelle (avec contournement des paliers de pas et des paliers de rotor principal) en utilisant un dispositif de connexion particulier.

Lorsque la pale est réglée par variation de son calage (type D), il est admis que le courant de foudre traverse soit le palier de pas, soit circule autour du palier au moyen d'un contact glissant, un entrefer ou un câble de liaison souple dont le mou permet le déplacement des pas. La liaison souple du palier peut être intégrée à la partie la plus interne du conducteur de descente de la pale.

Dans le cas des pales équipées d'un frein d'extrémité (type C), il convient de protéger le circuit hydraulique qui actionne le câble de commande. Les vérins hydrauliques classiques utilisés normalement peuvent être endommagés par des contournements entre le piquet et l'enveloppe des vérins. Généralement, la protection des vérins hydrauliques s'effectue par déviation de la foudre au moyen d'une tresse de métallisation souple dont le mou permet le déplacement des vérins, ou en variante, un entrefer ou un balai glissant est utilisé pour éloigner le courant de foudre des vérins hydrauliques. Il convient de veiller à réduire le mou de ces tresses de métallisation puisque la chute de tension inductive dans le mou peut être très élevée, entraînant ainsi une protection inefficace des vérins.

Quel que soit le type d'interface pale/moyeu utilisée, il convient de vérifier le composant/la conception par l'essai de dommage physique à haute intensité décrit en D.3.3.

C.8 Exposition sur le terrain des pales d'aérogénérateur (WTG)

C.8.1 Généralités

Les pales de WTG sont les composants les plus exposés aux coups de foudre directs sur le terrain. Comme décrit en C.8.2, l'essai à haute tension décrit à l'Annexe D ne permet pas de déterminer la probabilité de jointure des coups de foudre. Par conséquent, une analyse des données de terrain pour des pales similaires constitue la meilleure méthode de détermination de cette probabilité. L'expérience acquise avec des pales différentes de fabricants différents indique que la partie extérieure de la pale reçoit la majorité des coups de foudre directs. Ces études indiquent que la probabilité de coups de foudre directs augmente à proximité de l'extrémité de pale.

C.8.2 Application

La présentation des données de terrain concernant la répartition des points de jointure sur les WTG a pour objectif de vérifier que les fabricants ciblent avec efficacité la conception et l'installation du système de protection contre la foudre, c'est-à-dire qu'ils visent une protection maximale au niveau des extrémités de la pale. Les données de terrain présentées reposent sur plusieurs types de pales étudiées au cours de la dernière décennie, et révèlent une répartition claire des jointures de foudre et des dommages à des emplacements différents dans le sens de l'envergure. Les données publiées indiquent sans aucune ambiguïté la tendance d'une plus grande probabilité de frappe par la foudre en direction des extrémités de la pale.

La répartition des points de jointure présentée ici peut différer des constatations propres à des pales spécifiques sur des sites spécifiques. Il convient ainsi d'utiliser ces données pour les intrants de conception sous réserve que les fabricants aient collecté ce type d'informations sur leurs propres types de pales sur les sites appropriés.

C.8.3 Exposition sur le terrain

Les ouvrages de référence font état de plusieurs campagnes de terrain qui identifient les points de jointure par inspection des pales et par évaluation d'une protection contre les coups de foudre satisfaisante, ainsi que des coups de foudre endommageant les pales. Les inspections de pales couvrent les pales des éoliennes terrestres et en mer, les pales réalisées en stratifiés principaux de CFRP et de GFRP et les pales avec une configuration différente de dispositif de capture et de conducteur de descente. Les longueurs de pales concernées sont comprises entre 39 m et 45 m, avec la répartition suivante de coups de foudre sur les pales WTG par rapport à l'éloignement de l'extrémité de pale. Le Tableau C.4 synthétise les résultats de ces études, lesquels résultats peuvent servir de référence en l'absence d'informations spécifiques.

Tableau C.4 – Plage de répartition des coups de foudre directs sur la base de campagnes de terrain qui collectent des données sur la répartition des jointures par rapport à l'éloignement de l'extrémité des pales d'éoliennes (pales de longueur comprise entre 39 m et 45 m avec et sans CFRP)

Éloignement de l'extrémité m	Plage de répartition des coups de foudre directs %
0 à 2	71 à 99
2 à 4	0 à 10
4 à 6	0 à 10
6 à 8	0 à 4
8 à 10	0 à 4
Distance restante	0 à 4

Annexe D (normative)

Spécifications d'essai

D.1 Généralités

La présente annexe décrit des méthodes d'essai permettant de vérifier les types de pales par rapport à leur capacité de traitement de l'impact d'une décharge de foudre. Les essais sont décrits pour les pales définies ici, mais peuvent également s'appliquer à d'autres éléments tels que le disque de moyeu, le moyeu, la nacelle ou des parties de ceux-ci.

Le fabricant doit définir le nombre d'échantillons des éléments à soumettre à l'essai. Les éléments à soumettre à l'essai sont des éprouvettes de la pale, y compris l'extrémité et des parties suffisantes de la partie intérieure de cette extrémité afin de représenter le type de protection contre la foudre complète et la structure des éprouvettes de pale, ainsi que l'interaction du dispositif de capture, des conducteurs de descente de foudre, des composants de connexion des conducteurs de descente, d'autres composants du système de protection contre la foudre et de la structure des éprouvettes de pale. Les spécifications d'essai sont divisées en deux sous-sections.

Les essais de jointure des coups de foudre à haute tension permettent de déterminer les points de jointure de la foudre et des chemins de claquage spécifiques dans ou par des matériaux non conducteurs tels que les pales et les capots de nacelles d'éoliennes. Dans la mesure où les courants qui circulent au cours de ces essais sont représentatifs des seuls courants de décharge de foudre, et non pas des courants de choc bien plus intenses, les essais de jointure sont destinés uniquement à indiquer le ou les trajets que peuvent suivre les décharges de foudre. Le dommage occasionné par ces essais n'est pas comparable au dommage potentiel occasionné par les courants de foudre.

Les essais de dommage physique à haute intensité permettent d'évaluer le dommage réel occasionné par les courants de foudre. Les méthodes d'essai présentées sont applicables à la fois aux types d'extrémités complets et aux plus petites sections du conducteur de descente (par exemple, les composants de connexion). Ces essais ne fournissent aucune information concernant les points de jointure les plus probables.

Les critères de réussite/échec pour chaque essai sont décrits dans les sous-sections suivantes.

D.2 Essais de jointure des coups de foudre à haute tension

D.2.1 Vérification de l'efficacité du dispositif de capture

Ces essais de vérification permettent de vérifier l'efficacité du dispositif de capture des pales d'éolienne. À des fins de développement et de conception, des montages et des considérations d'essai différents de ceux exigés par les essais normatifs peuvent être appliqués.

L'évaluation fondée sur les essais de jointure des coups de foudre ne peut être corrélée avec l'efficacité d'interception comme le stipule le NPF sélectionné. Seules des observations sur le terrain peuvent vérifier l'efficacité d'interception réelle.

NOTE La répartition des jointures le long des pales est différente selon qu'il s'agisse de rotors à deux pales ou de rotors à trois pales. De fait, l'essai de jointure du traceur initial à haute tension exigé en D.2.2 peut être réalisé également avec des angles inférieurs (c'est-à-dire angles plus proches de l'horizontale / angles de zéro degré) afin de démontrer une efficacité d'interception appropriée pour l'extrémité, ainsi que pour les sections intérieures de la pale.

D.2.2 Essai de jointure du traceur initial

D.2.2.1 Objet de l'essai

Cet essai s'applique aux pales d'éolienne. Il doit permettre de vérifier les éléments suivants:

- efficacité du dispositif de capture de la pale concernée;
- localisation des points de jointure potentiels des traceurs et des trajets de contournement ou de perforation sur les pales et autres structures non conductrices;
- trajets de contournement ou de perforation le long ou sur les surfaces diélectriques;
- aptitude à la fonction des types et/ou dispositifs de protection.

D.2.2.2 Éprouvette

L'éprouvette est une section de pale ou d'extrémité de pale en vraie grandeur y compris tous les détails de conception tels qu'ils existent dans une production en série. Le choix de la longueur de pale appropriée doit tenir compte des détails de conception de la pale et de la probabilité de jointure des coups de foudre d'essai avec les élingues de grue de levage, les autres éléments partie intégrante du montage d'essai et l'extrémité du pied de l'échantillon de pale. L'expérience acquise indique qu'une longueur de pale équivalant à environ 15 % de la longueur totale de la pale est applicable pour les angles d'essai de 10° ou inférieurs.

La section de pale doit être suffisamment longue pour inclure les échantillons de tous les éléments applicables d'un système de protection contre la foudre utilisé dans des conditions représentatives des conditions de production. Le rapport d'essai doit décrire en détail les justifications d'applicabilité de la section d'essai par rapport au type de pale complet.

Les composants électriquement conducteurs, tels que les feux, les capteurs et le ou les paratonnerres installés normalement sur ou à l'intérieur de l'éprouvette (une pale simple, une extrémité de pale ou une demi-section de pale) doivent être représentés à l'intérieur de l'éprouvette.

Ces éléments doivent être positionnés aux mêmes emplacements à l'intérieur de l'éprouvette comme ils le seraient à l'intérieur de la pale. Si les éprouvettes conductrices peuvent être orientées dans plusieurs positions, il convient que les essais représentent celles qui caractérisent les cas les plus défavorables. Ces positions sont normalement celles qui génèrent les distances les plus courtes par rapport aux revêtements non conducteurs, ou les intensités de champ électrique les plus fortes dans les directions perpendiculaires à la surface extérieure. De nouveaux échantillons de pales ou des échantillons préalablement soumis à un processus de vieillissement mécanique peuvent être utilisés tant qu'ils ne sont pas endommagés par ce processus.

NOTE 1 La description des essais présentée dans cette annexe est obligatoire pour les extrémités de pales. Les mêmes principes d'essai peuvent être appliqués pour les sections de pales intérieures afin de vérifier l'aptitude à la fonction des dispositifs de capture dans ces zones, ou de déterminer les points de jointure probables le long de la pale.

NOTE 2 L'expérience acquise indique que l'essai des pales à des angles de 10° par rapport à l'horizontale exige d'utiliser des échantillons d'une longueur minimale de 10 m afin d'éviter les contournements de l'extrémité de l'échantillon de pale.

D.2.2.3 Montages d'essai

D.2.2.3.1 Généralités

L'essai de jointure du traceur initial est utilisé à des fins de conception et de vérification. L'essai de vérification des pales est décrit dans le présent paragraphe, et le montage d'essai utilisé est le montage A ou B, tandis que les essais de développement peuvent tirer avantage de différents montages et configurations d'essai.

Chaque dispositif d'essai est destiné à déclencher une activité électrique telle qu'un effet couronne, des décharges "dard" et des traceurs, au niveau de l'éprouvette (et non au niveau de l'électrode externe) comme elle se produit au niveau de la pale d'une éolienne juste avant une jointure de la foudre. Dès le déclenchement de l'ionisation de l'air au niveau de l'éprouvette, la décharge "dard" se dirige vers l'électrode opposée dont la forme géométrique doit être de grandes dimensions et destinée à représenter une surface équipotentielle de champ électrique à une certaine distance d'une extrémité de pale. L'influence de l'électrode d'essai externe sur les résultats d'essai est ainsi réduite le plus possible. La Figure D.1, la Figure D.4 et la Figure D.5 représentent les vues d'ensemble des dispositifs d'essai indiquant le générateur à haute tension, l'éprouvette et l'électrode externe dans les montages d'essai A et B.

Le montage d'essai A est le dispositif le plus souhaitable puisqu'il permet la présence d'une électrode externe de plus grande dimension (c'est-à-dire une surface conductrice sur le sol du laboratoire) et d'un environnement de champ électrique plus réaliste autour de l'éprouvette de pale.

Le montage d'essai B est destiné à créer un environnement de champ électrique analogue autour de l'éprouvette tout comme dans le montage d'essai A, tout en permettant l'installation d'éprouvettes et de structures de support plus grandes ou plus lourdes sur le sol du laboratoire. Dans ce dispositif, une électrode de grand diamètre doit être suspendue au-dessus de l'éprouvette. Un grand diamètre est essentiel pour éviter les intensifications de champ non réalistes dues aux bords de l'électrode suspendue, susceptibles de provoquer des contournements entre les bords de l'électrode et l'échantillon d'essai, ou entre les bords de l'éprouvette suspendue et un plan de masse sur le sol du laboratoire, en contournant entièrement l'éprouvette de pale.

NOTE Pour les échantillons de pale très souples, il peut être envisagé de monter la pale selon un angle tel qu'elle est courbée sous l'action de la force de gravité selon une forme géométrique plus proche des conditions de fonctionnement. Ce principe d'un montage de pale fixe s'applique aux deux montages A et B.

D.2.2.3.2 Montage d'essai A

Le montage d'essai A s'applique aux essais de parties importantes d'une pale incluant les parties représentatives du système de protection contre la foudre. La Figure D.1 représente le dispositif d'essai général pour le montage d'essai A.

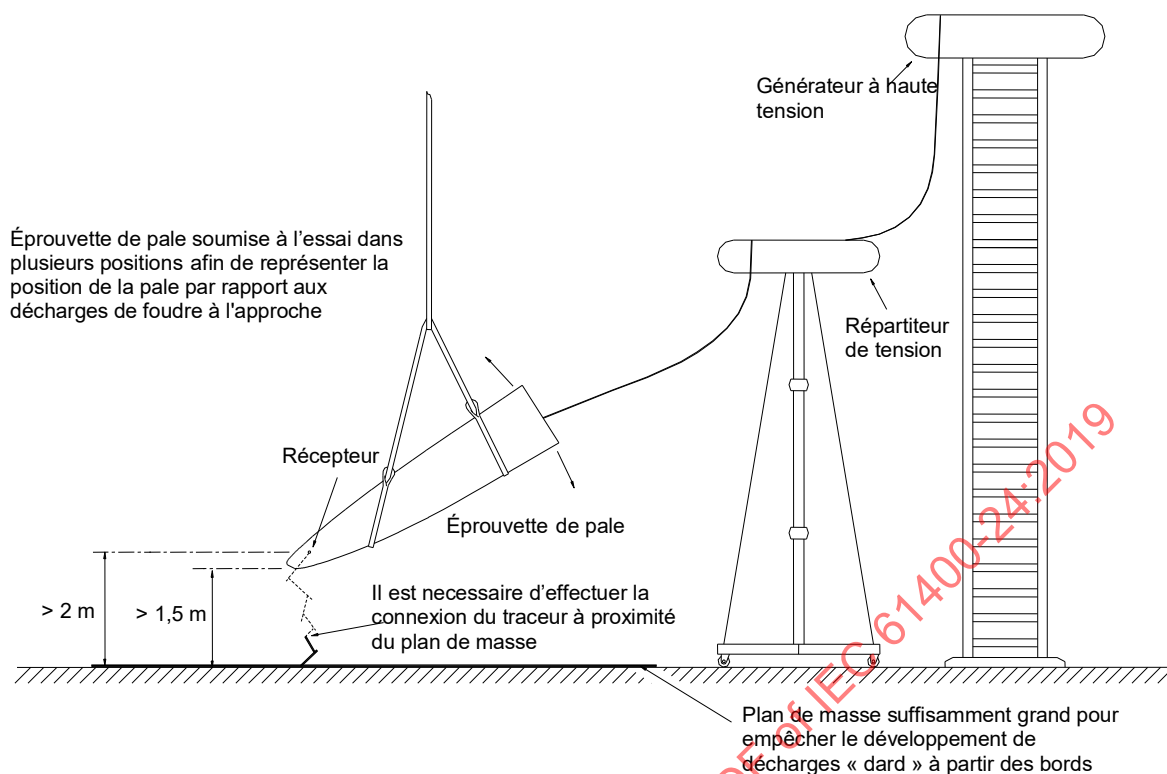
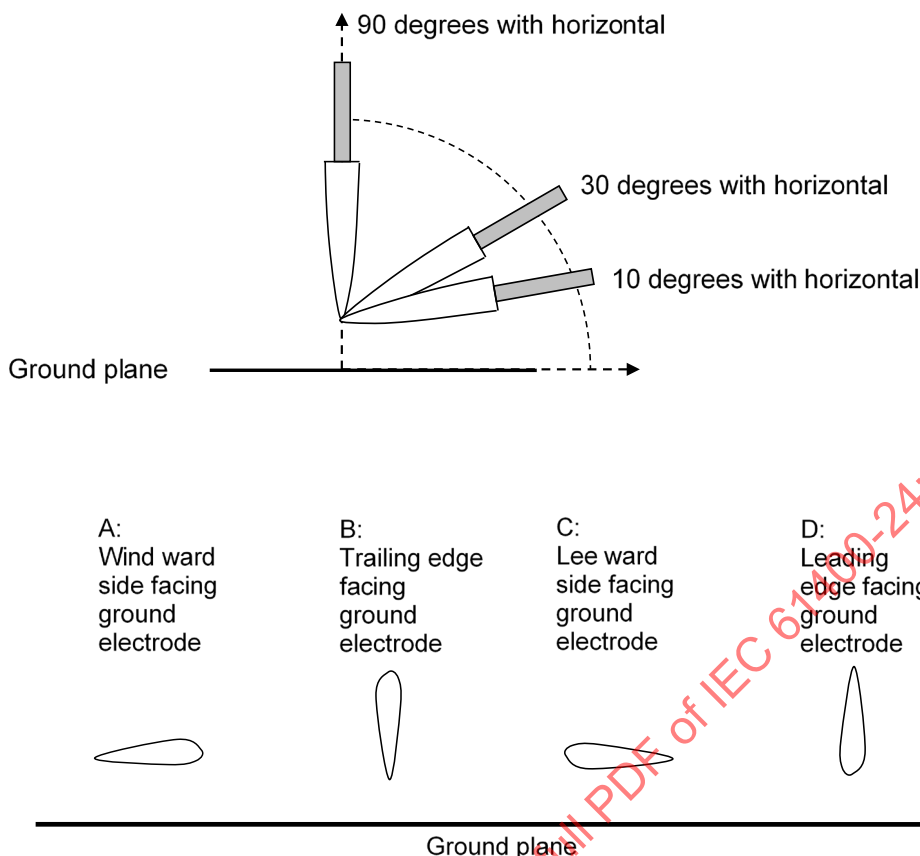


Figure D.1 – Exemple de montage d'essai A pour l'essai de jointure du traceur initial

Les distances indiquées à la Figure D.1 sont données uniquement à titre indicatif. L'entrefer minimal par rapport aux parties conductrices doit être de 1,5 m.

L'éprouvette dont le système de protection contre la foudre est connecté à la sortie d'un générateur Marx est élevée au-dessus de l'électrode externe, un plan de masse de grandes dimensions. Le plan de masse doit être de taille suffisante pour éviter les effets de bord, c'est-à-dire éviter que les contournements ne s'achèvent au niveau du point limite du plan de masse. Ce même plan de masse doit être suffisamment régulier et uniforme pour assurer que le point de connexion du contournement se situe dans la partie inférieure de l'éclateur. L'éprouvette doit être soumise à l'essai selon une orientation à 90°, 30° et 10° et selon l'ensemble des 4 angles de pas de pale tels que définis à la Figure D.2, afin de représenter les directions de champ électrique auxquelles cette partie de l'éprouvette peut être soumise sur l'éolienne. Les angles spécifiques définis pour la séquence d'essai obligatoire identifient les points de jointure probables à l'angle de pas de pale le plus prédominant par rapport au terrain (90°) et soulignent également les sections intérieures de la zone des extrémités de pale au niveau de laquelle ces points de jointure sont également observés sur le terrain (30° et 10°). D'autres angles peuvent être utilisés pour étudier l'aptitude à la fonction de la pale en cours de conception.

La Figure D.2 utilise trois angles différents de la pale par rapport au plan de masse (90°, 30° et 10° par rapport à l'horizontale, avec une tolérance de $\pm 3^\circ$ pour tous les angles), ainsi que quatre différentes positions de pas de pale. L'application de trois décharges de chaque polarité et à chaque orientation soumet la pale à 54 impacts.



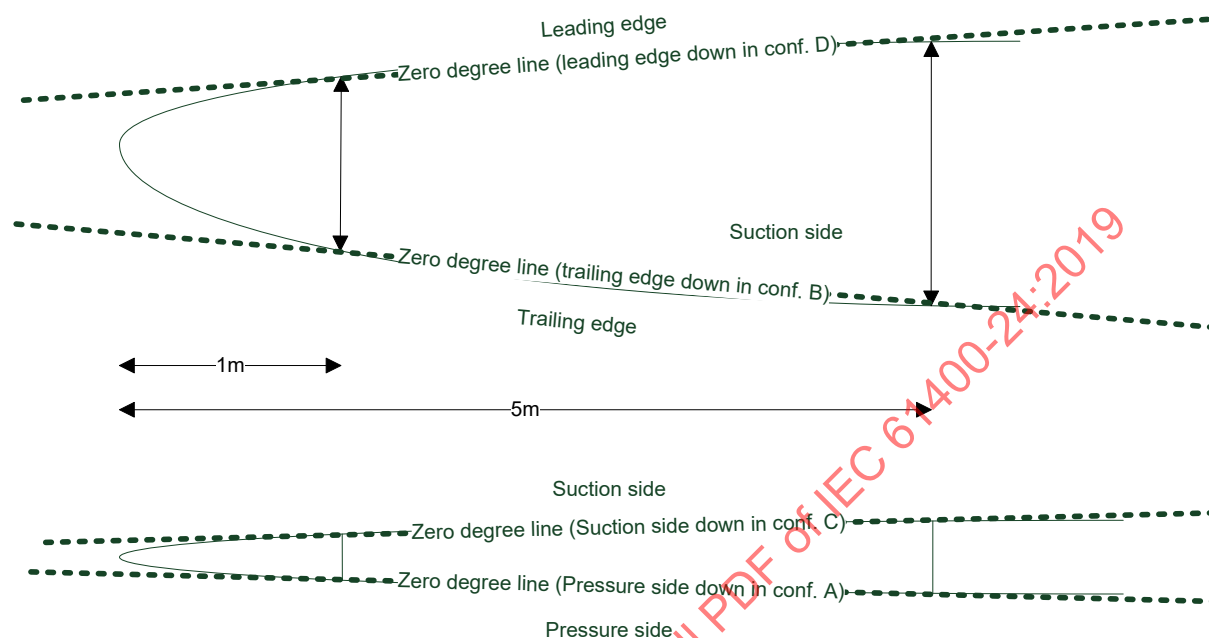
Anglais	Français
90 degrees with horizontal	Angle de 90 degrés avec l'horizontale
30 degrees with horizontal	Angle de 30 degrés avec l'horizontale
10 degrees with horizontal	Angle de 10 degrés avec l'horizontale
Ground plane	Plan de masse
Wind ward side facing ground electrode	Côté au vent faisant face à l'électrode de terre
Trailing edge facing ground electrode	Bord de fuite faisant face à l'électrode de terre
Lee ward side facing ground electrode	Côté sous le vent faisant face à l'électrode de terre
Leading edge facing ground electrode	Bord d'attaque faisant face à l'électrode de terre
Ground plane	Plan de masse

Figure D.2 – Orientations possibles pour le montage d'essai A pour l'essai de jointure du traceur initial

La répartition des jointures le long des pales est différente selon qu'il s'agisse de rotors à deux pales ou de rotors à trois pales. De fait, il convient de réaliser l'essai de jointure du traceur initial à haute tension également avec des angles inférieurs (de préférence les plus proches possible de 0°) afin de démontrer une efficacité d'interception appropriée pour l'extrémité, ainsi que pour les sections intérieures de la pale. Actuellement, la séquence d'essai obligatoire pour les rotors à trois pales s'applique également aux rotors à deux pales jusqu'à la publication d'une expérience sur le terrain ultérieure avec les rotors à deux pales.

NOTE Des essais effectués sur des échantillons de pale humides et pollués peuvent servir à souligner des caractéristiques de conception particulières et à imiter une pale soumise à un vieillissement naturel. Ces essais ne sont toutefois pas obligatoires.

L'angle entre l'axe de la longueur de la pale et l'électrode de terre externe est défini conformément à la Figure D.3. Pour chaque configuration d'essai représentée à la Figure D.2, l'axe de la longueur de la pale est défini comme une droite coupant la surface la plus proche (côté au vent (A), bord de fuite (B), côté sous le vent (C) ou bord d'attaque (D) à des distances de 1 m et de 5 m par rapport à l'extrémité.



Anglais	Français
Leading edge	Bord d'attaque
Zero degree line (leading edge down in conf. D)	Limite du zéro degré (bord d'attaque descendant dans la configuration D)
Suction side	Côté aspiration
Zero degree line (trailing edge down in conf. B)	Limite du zéro degré (bord de fuite descendant dans la configuration B)
Trailing edge	Bord de fuite
Zero degree line (suction side down in conf. C)	Limite du zéro degré (côté aspiration descendant dans la configuration C)
Zero degree line (pressure side down in conf. A)	Limite du zéro degré (côté pression descendant dans la configuration A)
Pressure side	Côté pression

**Figure D.3 – Définition de l'axe de la longueur de la pale
au cours des essais de jointure de la foudre**

Pour les types de pales comportant des dentelures, ailettes, générateurs de tourbillons ou autres caractéristiques aérodynamiques, le même critère que celui présenté à la Figure D.3 s'applique. La Figure D.4 présente des croquis d'application sur une pale avec ailette.

Pale avec ailette

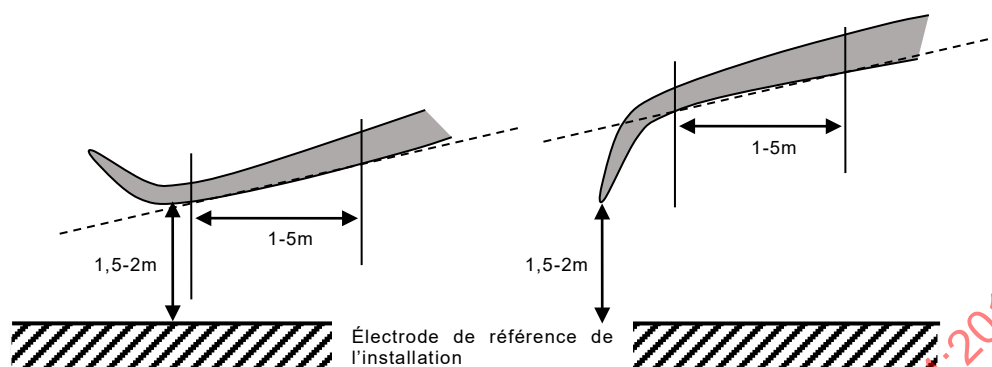


Figure D.4 – Exemple d'application d'angles au cours de l'essai à haute tension (HT)

Dans le cas de pales avec ailette, l'entrefer par rapport aux parties non conductrices peut être ajusté selon la conception de l'ailette, sous réserve que la distance minimale entre le dispositif de capture et les parties conductrices soit de 1,5 m, et que l'entrefer minimal par rapport aux parties non conductrices soit de 0,5 m.

Deux conditions doivent s'appliquer pour un essai valide avec le montage d'essai A:

- a) La connexion des décharges "dard" doit se produire dans la partie inférieure de l'entrefer entre la pale sous tension et le plan de masse, c'est-à-dire à une distance supérieure à la mi-distance de contournement par rapport à l'éprouvette de pale. Des photographies des contournements confirment cette disposition. La Figure D.5 présente le point de connexion du traceur. Si cette connexion n'a pas lieu, l'uniformité de la surface du plan de masse doit être améliorée, ou la distance entre la pale et le plan doit être augmentée. Lorsque la connexion s'est produite à un point plus proche de la pale qu'à mi-distance de cette dernière et du plan de masse, et que l'essai a permis une jointure satisfaisante avec un dispositif ou un type de protection désigné, il convient de considérer l'essai comme réussi. L'essai ne doit toutefois pas être considéré comme réussi en cas de perforation de la pale. Il n'est alors pas tenu compte de l'essai spécifique et un essai complémentaire peut être appliqué.
- b) La décharge "dard" émise par le plan de masse ne doit pas provenir de son point limite. Dans ce cas, le plan de masse peut être agrandi. Noter cependant qu'un élargissement du diamètre de l'électrode HT peut ne pas interrompre la provenance des contournements du bord de l'adite électrode ni l'évitement de l'éprouvette.

Lorsque le contournement provient du plan de masse, et que l'essai a permis une jointure satisfaisante avec un dispositif ou un type de protection désigné, il convient de considérer l'essai comme réussi. L'essai ne doit toutefois pas être considéré comme réussi en cas de perforation de la pale. Il n'est alors pas tenu compte de l'essai spécifique et un essai complémentaire peut être appliqué.

Les conditions a) et b) sont généralement satisfaites par le maintien des dimensions suivantes:

- 1) Il convient que le plan de masse se situe au moins à 2 m de l'élément conducteur le plus proche (à l'intérieur ou à l'extérieur de l'éprouvette);
- 2) Il convient que le plan de masse se situe au moins à 1,5 m du revêtement éprouvette le plus proche;
- 3) Il convient que la plus petite dimension du plan de masse soit au moins égale à 5 fois la longueur d'entrefer minimale entre la pale et le plan de masse.

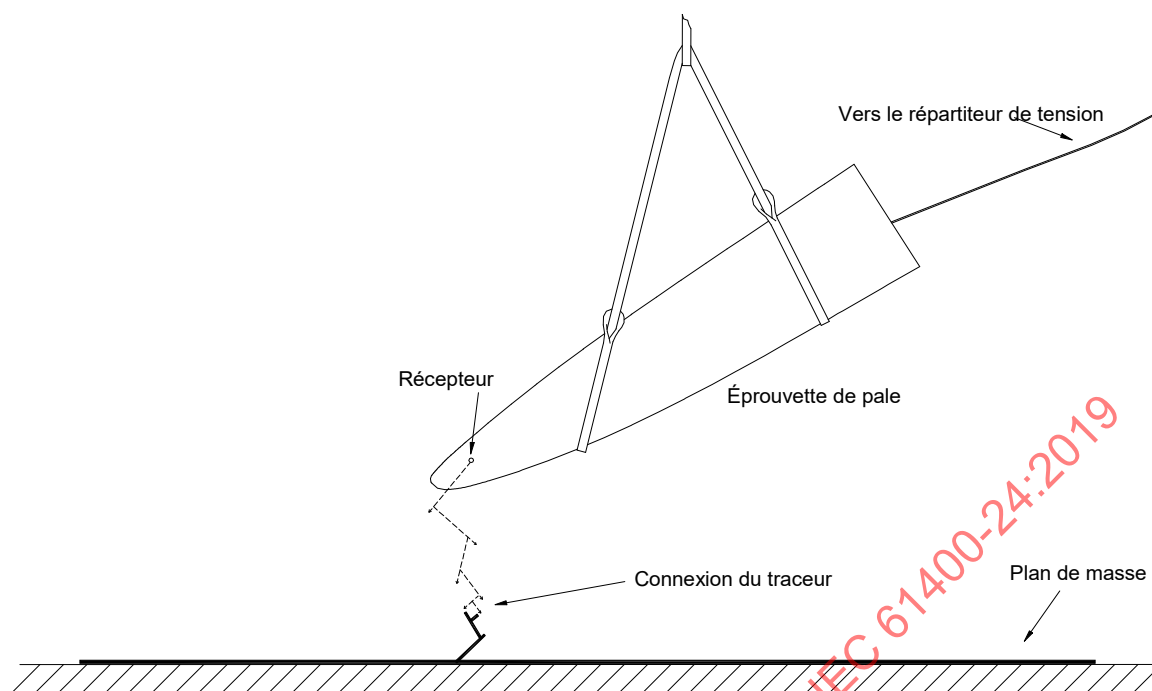


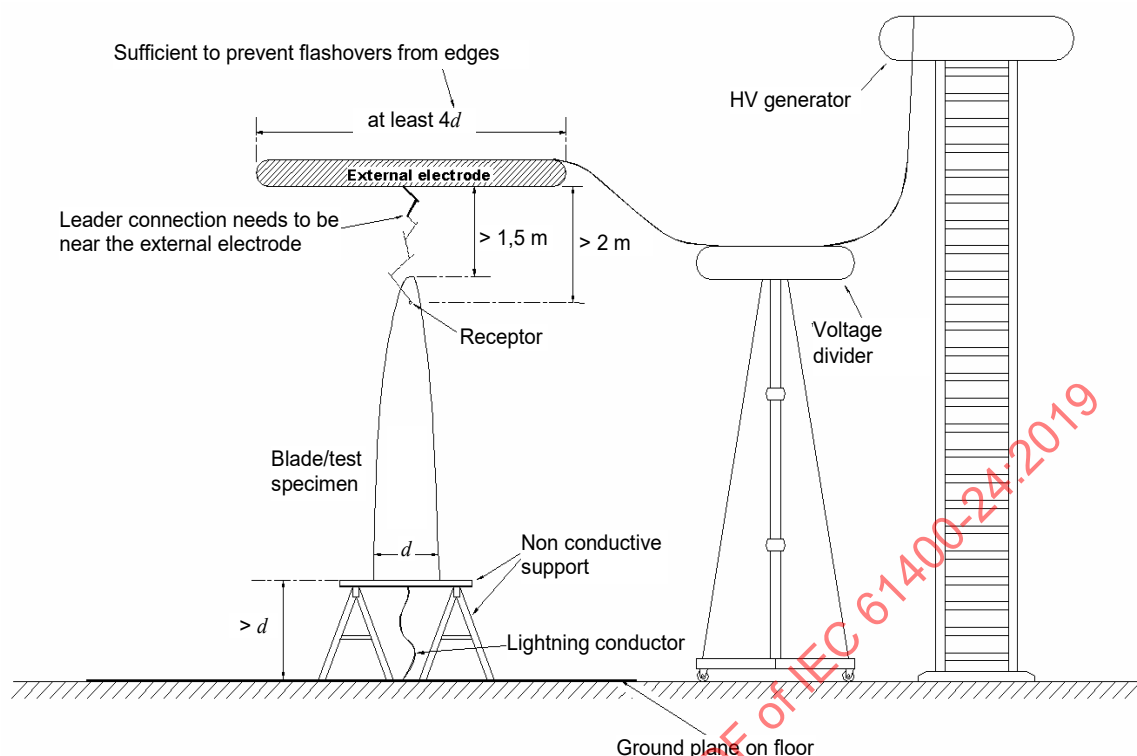
Figure D.5 – Exemple de point de connexion du traceur à distance de l'éprouvette

Les dimensions et orientations d'éprouvettes spécifiques doivent être décrites dans le plan d'essai.

D.2.2.3.3 Montage d'essai B

La Figure D.6 représente le dispositif d'essai général pour le montage d'essai B.

Il convient de soumettre l'éprouvette à l'essai dans plusieurs positions représentant les différentes directions du traceur en approche, comme cela est spécifié à la Figure D.2 pour le montage d'essai A.



Anglais	Français
Sufficient to prevent flashovers from edges	Suffisante pour empêcher les contournements des bords
At least 4d	Au moins 4d
HV generator	Générateur à haute tension
External electrode	Électrode externe
Leader connection needs to be near the external electrode	Il est nécessaire d'effectuer la connexion du traceur à proximité de l'électrode externe
Receptor	Récepteur
Voltage divider	Répartiteur de tension
Blade/test specimen	Pale/épreuve
Non conductive support	Support non conducteur
Lightning conductor	Conducteur de foudre
Ground plane on floor	Plan de masse au sol

Figure D.6 – Montage d'essai B pour l'essai de jointure du traceur initial

Les distances indiquées à la Figure D.6 sont données uniquement à titre indicatif. L'entrefer minimal par rapport aux parties conductrices doit être de 1,5 m.

Le montage d'essai B s'applique aux pales en variante au montage d'essai A, mais convient également aux épreuves pour lesquelles la pratique ne permet pas l'élévation dans l'installation d'essai, telles que les perches à instruments météorologiques, les moyeux et les disques de moyeux. L'inconvénient de ce dispositif réside dans le fait que le plan de masse sur le sol de l'installation d'essai peut déformer le champ électrique à proximité de l'épreuve. L'IEC 60060-1 spécifie la distance minimale par rapport aux structures externes comme étant égale à 1,5 fois la distance minimale de contournement entre les deux électrodes opposées. Afin de réduire le plus possible la déformation du champ électrique

présent dans l'entrefer, la distance d'éloignement du plan de masse et des autres structures conductrices doit être au moins égale à 1,5 fois la longueur de l'entrefer, c'est-à-dire 3 m avec la longueur d'entrefer de 2 m à la Figure D.6.

L'éprouvette est élevée au moyen de supports au-dessus du plan de masse à une hauteur supérieure à 1,5 fois la distance entre le dispositif de capture sur l'éprouvette et l'électrode externe afin de réduire le plus possible l'influence du plan de masse sur les résultats d'essai. L'électrode externe est suspendue au-dessus de l'éprouvette à un potentiel élevé lors de l'essai. Cette électrode doit être de taille suffisante pour éviter les effets de bord, c'est-à-dire éviter que les contournements ne s'achèvent au niveau du bord de l'électrode. Il convient normalement de soumettre l'éprouvette à l'essai selon deux orientations ou plus, afin de représenter les directions possibles de champ électrique auxquelles cette partie de la pale ou d'autres structures peuvent être soumises en service. Difficulté constatée avec le montage d'essai B: lorsque la polarité de l'électrode externe est positive, les contournements peuvent provenir des bords de cette électrode, s'achever sur le plan de masse et éviter l'éprouvette.

Il convient que trois conditions s'appliquent pour un essai valide avec le montage d'essai B:

- a) Il convient que la connexion des décharges "dard" se produise dans la partie supérieure de l'entrefer entre l'électrode externe sous tension et l'éprouvette, c'est-à-dire à une distance supérieure à la mi-distance de contournement par rapport à l'éprouvette. Des photographies des contournements confirment cette disposition. La Figure D.6 présente le point de connexion du traceur. Si cette connexion n'a pas lieu, il convient d'améliorer l'uniformité de la surface du plan de masse ou d'augmenter la distance entre la pale et le plan.
- b) Il convient que la décharge "dard" émise par l'électrode externe ne provienne pas du bord de cette électrode. Dans ce cas, la taille de l'électrode externe peut être augmentée. Noter cependant qu'un élargissement du diamètre de l'électrode HT peut ne pas interrompre la provenance des contournements du bord de ladite électrode ni l'évitement de l'éprouvette. Dans ce cas, la seule solution consiste à utiliser le montage d'essai A.
- c) Il convient d'élever l'extrémité du SPF ou des autres éléments conducteurs de l'éprouvette au-dessus du plan de masse à une hauteur supérieure à 1,5 fois la distance entre le dispositif de capture sur l'éprouvette et l'électrode externe.

Les conditions a) et b) sont généralement satisfaites par le maintien des dimensions suivantes:

- 1) Il convient que l'électrode externe se situe au moins à 2 m de l'élément conducteur le plus proche (à l'intérieur ou à l'extérieur de l'éprouvette).
- 2) Il convient que l'électrode externe se situe au moins à 1,5 m du revêtement éprouvette le plus proche.
- 3) Il convient que la plus petite dimension de l'électrode externe soit au moins égale à 5 fois la longueur d'entrefer minimale entre la pale et le plan de masse.

Il convient de décrire les dimensions et orientations d'éprouvettes spécifiques dans le plan d'essai.

D.2.2.4 Forme de la tension d'essai

La forme de tension utilisée est une forme de tension qui augmente lentement pour atteindre le contournement de l'éprouvette avant la crête de tension présumée. Cette forme de tension est retenue puisqu'elle est la plus représentative du champ électrique au voisinage d'une structure lors d'une jointure du traceur initial.

Le contournement peut se produire après la crête de la forme de tension en de rares occasions. Cet essai est considéré comme valide et est pris en compte dans l'évaluation globale sous réserve que ce contournement ne se produise pas dans plus de 10 % de tous les cas de contournements observés pendant toute la séquence d'essai. L'essai ne doit toutefois pas être considéré comme réussi en cas de perforation de la pale. Il n'est alors pas tenu compte de l'essai spécifique et un essai complémentaire peut être appliqué.

Ces formes peuvent être obtenues en appliquant la tension de choc de manœuvre spécifiée dans l'IEC 60060-1, avec une durée jusqu'à la crête de $250 \mu\text{s} \pm 50 \mu\text{s}$ (c'est-à-dire $250 \mu\text{s} \pm 20 \%$) et un temps de descente jusqu'à mi-valeur de $2\,500 \mu\text{s} \pm 1\,500 \mu\text{s}$ (c'est-à-dire $2\,500 \mu\text{s} \pm 60 \%$). La tension étant appliquée comme une augmentation de tension par rapport au contournement, le temps de descente de la forme complète ne présente pas un grand intérêt.

La Figure D.7 présente une forme de tension d'essai typique.

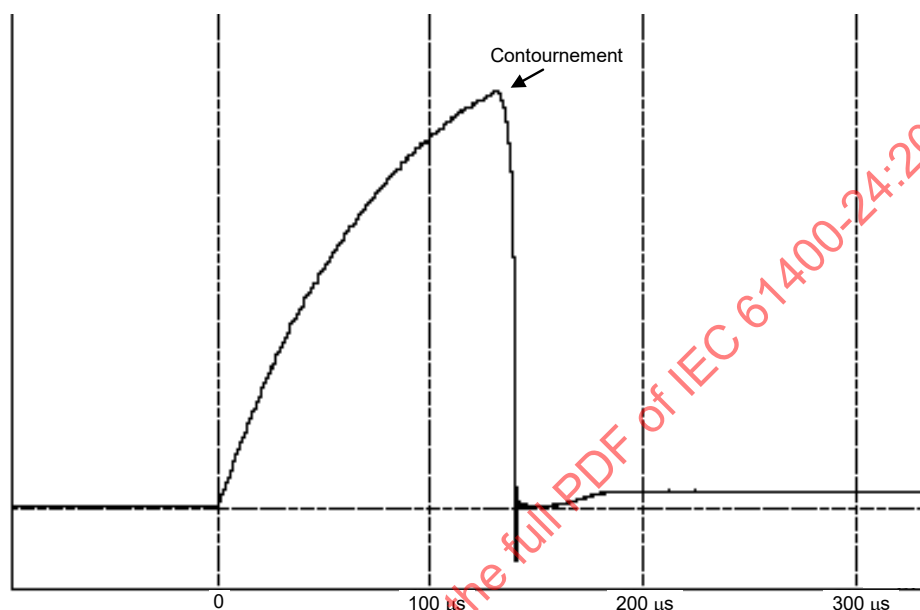


Figure D.7 – Augmentation de tension de choc de manœuvre typique par rapport au contournement (100 μs par division)

Trois essais sont effectués avec chaque polarité et chaque orientation de l'éprouvette par rapport à l'électrode opposée, ce qui représente un nombre total de 54 décharges d'essai.

Le courant de décharge du générateur à haute tension est généralement inférieur à 2 000 A, ce qui englobe la plupart des courants traceurs. Les effets physiques de ce courant ne représentent pas, par conséquent, les effets d'un courant de choc bien plus intense, ou des courants de suite, qui peuvent circuler selon le même trajet que le courant traceur. Les essais permettant de déterminer les effets des courants de foudre sur les structures composites de pales et les types de paratonnerres doivent être réalisés conformément à l'Article D.3.

D.2.2.5 Mesurages et enregistrement des données

Il convient d'effectuer les mesurages et enregistrements des données suivants:

- Photographies et description de chaque montage d'essai.
- Tracés des formes de tension d'essai.
- Enregistrements photographiques de tous les essais afin de déterminer le point d'impact et le point de connexion du contournement. Il convient que ces enregistrements couvrent entièrement les zones de l'éprouvette soumises à l'essai. Il convient qu'une ou deux caméras permettent une analyse préliminaire immédiate de l'essai à réaliser de manière à identifier immédiatement les perforations éventuelles. Une caméra supplémentaire explorant l'intérieur d'une éprouvette de pale peut s'avérer utile pour surveiller le comportement des décharges "dard"/traceurs internes au cours des essais.
- Photographie de chaque position d'électrode.

- Photographies des emplacements de perforation ou des autres effets significatifs.
- Enregistrements des données environnementales en laboratoire (telles que la température, la pression et l'humidité), des dates des essais, du personnel effectuant les essais et du personnel y assistant, ainsi que de l'emplacement d'essai.
- Enregistrement des écarts éventuels par rapport au mode opératoire.
- Enregistrements des résultats de chaque essai indiquant la polarité des électrodes, l'amplitude et les formes de tension (avec indication du temps de montée et de la durée).

D.2.2.6 Mode opératoire

Ce mode opératoire général s'applique aux deux montages d'essai (A et B).

Vérification de l'aptitude à la fonction du générateur:

- a) Mesurer les conditions d'environnement en laboratoire.
- b) Examiner et mettre en œuvre les procédures de sécurité.
- c) Nettoyer l'éprouvette par une technique appropriée permettant d'éliminer l'humidité, la poussière, les débris et autres contaminants susceptibles d'altérer les résultats d'essai. Soumettre l'éprouvette à une inspection minutieuse afin de détecter les défauts éventuels susceptibles d'être confondus ultérieurement avec les effets des essais, et identifier ceux-ci de manière à ne pas les confondre avec les résultats d'essai ultérieurs.
- d) Envelopper les bords d'attaque et de fuite de la pale dans une feuille d'aluminium et relier cette feuille au dispositif de capture des extrémités et au conducteur de descente à son point de sortie de la pale afin de réaliser les essais de vérification de l'aptitude à la fonction du générateur (l'enveloppement de la pale est recommandé, mais non obligatoire).
- e) Positionner l'éprouvette à l'angle minimal par rapport au plan de masse horizontal dans les montages d'essai A et B, et régler la polarité initiale de l'éprouvette pour qu'elle soit positive (+), quel que soit le montage d'essai utilisé (A ou B). L'expérience acquise indique que cette situation entraîne une probabilité réduite de perforation des matériaux non conducteurs étant donné que les décharges "dard" provenant du SPF de l'éprouvette se rapprochent de l'entrefer avant que les décharges "dard" opposées provenant de l'électrode négative ne les rejoignent.
- f) Ajuster les paramètres du générateur afin d'assurer un contournement au niveau du front montant de la forme de tension pour la distance choisie entre la pale et l'électrode externe, et soumettre la pale à l'essai tout en mesurant la tension appliquée.
- g) Soumettre l'éprouvette à l'essai tout en mesurant la tension appliquée et en prenant des photographies du trajet du contournement. Vérifier que le contournement se produit sur le front montant avant la crête de la forme de tension.
- h) Si la forme n'est pas correcte ou le contournement ne s'est pas produit sur le front montant avant la crête de la forme de tension, ajuster si nécessaire les paramètres du générateur ou l'entrefer entre l'éprouvette et l'électrode opposée afin d'obtenir la forme de tension et le contournement spécifiés.
- i) Dès que la forme de tension relève des tolérances décrites, retirer la feuille conductrice appliquée en d) et commencer la séquence d'essai réelle.

Séquence d'essai:

- 1) Soumettre l'éprouvette à l'essai tout en mesurant la tension appliquée et en prenant des photographies du trajet du contournement. Vérifier que le contournement se produit sur le front montant avant la crête de la forme de tension.
- 2) Si la jointure s'est produite sur la structure de la pale, à l'extérieur du SPF prévu, par exemple, en cas de perforation inattendue avérée d'un revêtement stratifié, réaliser une évaluation afin de déterminer si l'éprouvette n'a pas satisfait à l'essai. Un échec signifie la fin de la séquence d'essai. Une jointure avec les surfaces isolantes suivie d'un contournement superficiel du dispositif de capture prévu n'est pas considérée comme une défaillance.

- 3) Répéter les étapes 1) et 2) jusqu'à la réalisation de trois essais de polarité positive dans les mêmes conditions.
- 4) Inverser la polarité du générateur à haute tension pour assurer que la polarité de l'échantillon d'essai est négative par rapport au plan de masse (montage d'essai A) ou à l'électrode externe (montage d'essai B).
- 5) Répéter les étapes 1) et 2) jusqu'à la réalisation de trois essais de polarité négative dans les mêmes conditions.
- 6) Repositionner l'éprouvette (montage d'essai A) ou l'électrode externe (montage d'essai B) tel que l'exige le mode opératoire.
- 7) Répéter les étapes 1) à 5) jusqu'à ce que toutes les combinaisons d'orientations et de polarités de pales aient été soumises à l'essai avec un nombre total de 54 décharges tel que l'exige le mode opératoire.

NOTE Une résistance associée à l'absence de tout contournement est occasionnellement observée, notamment avec une charge de la pale à une polarité négative. Lorsque cette situation se produit, un essai complémentaire doit être appliqué afin d'assurer 54 décharges valides documentées par des photographies de chaque contournement.

D.2.2.7 Interprétation des données

Il convient de soumettre les éprouvettes à une évaluation post-essai approfondie afin de déterminer le caractère approprié de la conception par rapport aux critères de réussite/échec.

D.2.2.8 Critères de réussite/échec

Pour que l'essai de jointure du traceur initial soit satisfaisant, les 54 contournements doivent tous assurer une jointure avec le dispositif de capture prévu, conçu pour intercepter les frappes (récepteurs discrets, revêtement conducteur, maille métallique, etc.), documentées par des photographies de 54 contournements individuels. Aucune perforation des structures isolantes de la pale n'est admise, et les décharges disruptives qui assurent une jointure à l'extérieur des dispositifs de capture sont considérées comme une défaillance.

Les 54 contournements doivent tous apparaître comme des contournements dans l'air ou le long de la surface de pale extérieure entre les dispositifs de capture prévus de la pale et le plan de masse distant (montage d'essai A) ou l'électrode externe (montage d'essai B).

Après l'essai de jointure du traceur initial à haute tension, les zones soumises à une jointure directe doivent être soumises à l'essai de jointure des coups de foudre suivants conformément à D.2.3 et à l'essai de vérification à haute intensité conformément à l'Article D.3 consistant à déterminer la capacité théorique de traitement du courant de foudre.

D.2.3 Essai de jointure des coups de foudre suivants

D.2.3.1 Objet de l'essai

Après l'essai de jointure du traceur initial à haute tension conformément à D.2.2, les zones soumises à une jointure directe doivent être soumises à l'essai de jointure du coup de foudre suivant selon D.2.3 et à l'essai de vérification à haute intensité selon l'Article D.3 consistant à déterminer la capacité théorique de traitement du courant de foudre.

L'objet de cet essai est décrit ci-dessous:

- 1) Dans le cas d'un coup de foudre descendant et dans le cas d'un coup de foudre ascendant, dans lesquels la première interception de l'éclair s'est produite correctement au niveau du dispositif de capture prévu, le premier coup de foudre d'un éclair descendant ou le courant permanent initial (ICC – *initial continuous current*) d'un éclair ascendant peut être suivi d'une période noire, puis d'une nouvelle jointure du traceur en dard avec le dispositif de capture. L'essai a pour objectif d'indiquer que le claquage entre le traceur en dard et le dispositif de capture se produit sous forme de contournement superficiel et non de perforation du revêtement de pale.