

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –
Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 3-1: Exigences de conception des éoliennes en mer fixes**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019



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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 3-1: Exigences de conception des éoliennes en mer fixes**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-7609-9

**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.....	7
INTRODUCTION.....	9
1 Scope.....	10
2 Normative references	10
3 Terms and definitions	11
4 Symbols and abbreviated terms.....	19
4.1 Symbols and units.....	19
4.2 Abbreviations.....	20
5 Principal elements	21
5.1 General.....	21
5.2 Design methods	21
5.3 Safety classes	22
5.4 Quality assurance	22
5.5 Rotor–nacelle assembly markings.....	23
6 External conditions – definition and assessment.....	23
6.1 General.....	23
6.2 Wind turbine classes.....	24
6.3 Definition of external conditions at an offshore wind turbine site	24
6.3.1 General	24
6.3.2 Wind conditions	25
6.3.3 Marine conditions	25
6.3.4 Electrical power network conditions	32
6.3.5 Other environmental conditions	32
6.4 Assessment of external conditions at an offshore wind turbine site	33
6.4.1 General	33
6.4.2 The metocean database	33
6.4.3 Assessment of wind conditions	34
6.4.4 Assessment of marine conditions.....	36
6.4.5 Assessment of other environmental conditions	40
6.4.6 Assessment of electrical network conditions	41
6.4.7 Assessment of soil conditions	41
7 Structural design	42
7.1 General.....	42
7.2 Design methodology	42
7.3 Loads.....	42
7.3.1 General	42
7.3.2 Gravitational and inertial loads	42
7.3.3 Aerodynamic loads	43
7.3.4 Actuation loads.....	43
7.3.5 Hydrodynamic loads	43
7.3.6 Sea/lake ice loads	43
7.3.7 Other loads.....	44
7.4 Design situations and load cases.....	44
7.4.1 General	44
7.4.2 Power production (DLC 1.1 to 1.6).....	50

7.4.3	Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.1 – 2.5)	51
7.4.4	Start up (DLC 3.1 to 3.3).....	53
7.4.5	Normal shutdown (DLC 4.1 to 4.2)	54
7.4.6	Emergency stop (DLC 5.1).....	54
7.4.7	Parked (standstill or idling) (DLC 6.1 to 6.4)	55
7.4.8	Parked plus fault conditions (DLC 7.1 to 7.2)	56
7.4.9	Transport, assembly, maintenance and repair (DLC 8.1 to 8.4).....	57
7.4.10	Sea/lake ice design load cases	60
7.5	Load and load effect calculations	61
7.5.1	General	61
7.5.2	Relevance of hydrodynamic loads.....	61
7.5.3	Calculation of hydrodynamic loads.....	62
7.5.4	Calculation of sea/lake ice loads.....	62
7.5.5	Overall damping assessment for support structure response evaluations.....	62
7.5.6	Simulation requirements	64
7.5.7	Other requirements	65
7.6	Ultimate limit state analysis.....	66
7.6.1	Method	66
7.6.2	Ultimate strength analysis.....	68
7.6.3	Fatigue failure	68
7.6.4	Special partial safety factors.....	69
7.6.5	Assessment of cyclic loading for foundation assessment	69
8	Control system	69
9	Mechanical systems	70
10	Electrical system	70
11	Foundation and substructure design	70
12	Assembly, installation and erection.....	71
12.1	General.....	71
12.2	Planning	72
12.3	Installation conditions	72
12.4	Site access.....	72
12.5	Environmental conditions	73
12.6	Documentation.....	73
12.7	Receiving, handling and storage	73
12.8	Support structure systems	73
12.9	Assembly of offshore wind turbine.....	73
12.10	Erection of offshore wind turbine.....	74
12.11	Fasteners and attachments.....	74
12.12	Cranes, hoists and lifting equipment	74
13	Commissioning, operation and maintenance	74
13.1	General.....	74
13.2	Design requirements for safe operation, inspection and maintenance	75
13.3	Instructions concerning commissioning	76
13.3.1	General	76
13.3.2	Energization	76
13.3.3	Commissioning tests.....	76
13.3.4	Records.....	76

13.3.5	Post commissioning activities	76
13.4	Operator's instruction manual	76
13.4.1	General	76
13.4.2	Instructions for operations and maintenance record	77
13.4.3	Instructions for unscheduled automatic shutdown	77
13.4.4	Instructions for diminished reliability	77
13.4.5	Work procedures plan	77
13.4.6	Emergency procedures plan	78
13.5	Maintenance manual	78
Annex A (informative)	Key design parameters for an offshore wind turbine	80
A.1	Offshore wind turbine identifiers	80
A.1.1	General	80
A.1.2	Rotor-nacelle assembly (machine) parameters	80
A.1.3	Support structure parameters	80
A.1.4	Wind conditions (based on a 10-min reference period and including wind farm wake effects where relevant)	80
A.1.5	Marine conditions (based on a 3-hour reference period where relevant)	81
A.1.6	Electrical network conditions at turbine	81
A.2	Other environmental conditions	82
A.3	Limiting conditions for transport, erection and maintenance	82
Annex B (informative)	Shallow water hydrodynamics and breaking waves	83
B.1	Selection of suitable wave theories	83
B.2	Modelling of irregular wave trains	84
B.3	Wave height distributions	84
B.3.1	General	84
B.3.2	The Goda model for maximum wave height	84
B.3.3	The Battjes and Groenendijk wave height distribution	87
B.3.4	The Forristall wave and crest height distributions	90
B.4	Breaking waves	92
B.5	Reference documents	95
Annex C (informative)	Guidance on calculation of hydrodynamic loads	96
C.1	General	96
C.2	Morison's equation	97
C.3	Diffraction	98
C.4	Slap and slam loading	99
C.5	Vortex-induced vibrations	102
C.5.1	General	102
C.5.2	Critical velocities for cross-flow motion	103
C.5.3	Critical velocities for in-line motion	104
C.6	Appurtenances	105
C.6.1	General	105
C.6.2	Alternative method for estimating hydrodynamic coefficients accounting for appurtenances and marine growth	105
C.7	Calculation methods	112
C.7.1	General	112
C.7.2	Explicit approach	113
C.7.3	Constrained wave approach	113
C.8	Reference documents	113

Annex D (informative) Recommendations for design of offshore wind turbine support structures with respect to ice loads	115
D.1 Introductory remarks	115
D.2 General.....	115
D.3 Choice of ice thickness	116
D.4 Load cases	117
D.4.1 General	117
D.4.2 Horizontal load from fast ice cover originating from temperature fluctuations (DLC D1)	117
D.4.3 Horizontal load from fast ice cover originating from water level fluctuations and arch effect (DLC D2)	118
D.4.4 Horizontal load from moving ice (DLC D3, D4, D7 and D8)	118
D.4.5 Vertical load from fast ice cover (DLC D5)	122
D.4.6 Pressure from ice ridges (DLC D6)	123
D.4.7 Dynamic loading (DLC D3, D4, D7, and D8).....	123
D.5 Requirements on stochastic simulation	126
D.6 Requirements on model testing.....	126
D.7 Reference documents	127
D.8 Databases for ice conditions	129
Annex E (informative) Offshore wind turbine foundation and substructure design.....	130
Annex F (informative) Statistical extrapolation of operational metocean parameters for ultimate strength analysis	131
F.1 General.....	131
F.2 Use of IFORM to determine 50-yr significant wave height conditional on mean wind speed.....	131
F.3 Examples of joint distributions of V and H_S and approximations to the environmental contour	133
F.4 Choice of sea state duration.....	135
F.5 Determination of the extreme individual wave height to be embedded in SSS	135
F.6 Reference documents	136
Annex G (informative) Corrosion protection	137
G.1 General.....	137
G.2 The marine environment	137
G.3 Corrosion protection considerations	138
G.4 Corrosion protection systems – Support structures	138
G.5 Corrosion protection in the rotor–nacelle assembly	139
G.6 Reference documents	140
Annex H (informative) Prediction of extreme wave heights during tropical cyclones	141
H.1 General.....	141
H.2 Wind field estimation for tropical cyclones.....	141
H.3 Wave estimation for tropical cyclones	142
H.4 Reference documents	142
H.5 Databases for tropical storms conditions.....	143
Annex I (informative) Recommendations for alignment of safety levels in tropical cyclone regions.....	144
I.1 General.....	144
I.2 Global robustness level criteria	144
I.3 Design load cases.....	145
Bibliography.....	147

Figure 1 – Parts of a fixed offshore wind turbine	13
Figure 2 – Design process for an offshore wind turbine	22
Figure 3 – Definition of water levels	30
Figure 4 – The two approaches to calculate the design load effect	67
Figure B.1 – Regular wave theory selection diagram	83
Figure B.2 – Comparison of wave height distribution results	92
Figure C.1 – Breaking wave and cylinder parameters	100
Figure C.2 – Oblique inflow parameters	101
Figure C.3 – Distribution over height of the maximum impact line force ($\gamma = 0^\circ$)	102
Figure C.4 – Response of model and full-scale cylinder in-line and cross-flow	104
Figure C.5 – Geometrical definition of blocking and shielding	109
Figure C.6 – Influence of a fixed boundary on the drag coefficient on a circular cylinder in oscillatory supercritical flow $KC > 20$, $Re = 10^5 - 2 \times 10^6$	110
Figure C.7 – Shielding factors	111
Figure C.8 – Recommended value for the added mass coefficient C_m of a circular cylinder; influence of a fixed boundary	112
Figure D.1 – Ice force coefficients for plastic limit analysis	121
Figure D.2 – Ice load history for frequency lock-in conditions	125
Figure D.3 – Time history of horizontal force component of ice load acting on a conical structure	125
Figure F.1 – Example of the construction of the 50-year environmental contour for a 3-hour sea state duration.	132
Table 1 – Conversion between extreme wind speeds of different averaging periods	34
Table 2 – Design load cases	46
Table 3 – Design load cases for sea/lake ice	61
Table B.1 – Constants h_1 and h_2 and normalised wave heights h_x % as a function of H_{tr}	88
Table B.2 – Breaking wave type	94
Table I.1 – Additional load cases for tropical cyclone affected regions	146

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –**Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines****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 61400-3-1 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems.

This bilingual version (2019-11) corresponds to the monolingual English version, published in 2019-04.

This edition cancels and replaces the first edition of IEC 61400-3 published in 2009. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the first edition of IEC 61400-3:

- a) Clause 12 has been merged with Clause 6 in order to acknowledge that the design of the wind turbine support structure is generally site specific for offshore projects;

- b) The design load table has been revised to simplify the approach to waves, both for several gust cases with the Normal Sea State, and for a number of cases with the Extreme Sea State. The guidance for load calculations has been altered accordingly;
- c) For load safety factors reference is now made directly to IEC 61400-1;
- d) Clause 8 on the control system has been aligned with the latest updates in IEC 61400-1;
- e) Annex B to edition one on wave spectra has been replaced by a reference to ISO 19901-1;
- f) The annex on ice loading has been revised and updated (now Annex D);
- g) Two informative annexes concerning tropical cyclones have been introduced: Annex H on wave height assessment and Annex I on safety level;
- h) Other parts of the text have been aligned with IEC 61400-1.

This part is to be read in conjunction with IEC 61400-1, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*¹.

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

FDIS	Report on voting
88/708/FDIS	88/712/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.

The French version of this standard has not been voted upon.

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

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

Future standards in this series will carry the new general title as cited above. Titles of existing standards in this series will be updated at the time of the next edition.

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

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.

¹ Under preparation. Stage at the time of publication: IEC/RFDIS 61400-1:2018.

INTRODUCTION

This part of IEC 61400 outlines the minimum design requirements for fixed offshore wind turbines and is not intended for use as a complete design specification or instruction manual.

Several different parties may be responsible for undertaking the various elements of the design, manufacture, assembly, installation, erection, commissioning, operation and maintenance of an offshore wind turbine and for ensuring that the requirements of this document are met. The division of responsibility between these parties is a contractual matter and is outside the scope of this document.

Any of the requirements of this document may be altered if it can be suitably demonstrated that the safety of the system is not compromised. Compliance with this document does not relieve any person, organization, or corporation from the responsibility of observing other applicable regulations.

The document is not intended to give requirements for floating offshore wind turbines. For floating installations, reference is made to IEC 61400-3-2.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines

1 Scope

This part of IEC 61400 specifies additional requirements for assessment of the external conditions at an offshore wind turbine site and specifies essential design requirements to ensure the engineering integrity of fixed offshore wind turbines. Its purpose is to provide an appropriate level of protection against damage from all hazards during the planned lifetime.

This document focuses on the engineering integrity of the structural components of an offshore wind turbine but is also concerned with subsystems such as control and protection mechanisms, internal electrical systems and mechanical systems.

A wind turbine shall be considered as a fixed offshore wind turbine if the support structure is subject to hydrodynamic loading and it is founded on the seabed. The design requirements specified in this document are not sufficient to ensure the engineering integrity of floating offshore wind turbines. For floating installations, reference is made to IEC 61400-3-2. In the remainder of this document, the term “offshore wind turbine” is assumed to refer to those that are fixed to the seabed.

This document should be used together with the appropriate IEC and ISO standards mentioned in Clause 2. In particular, this document is fully consistent with the requirements of IEC 61400-1. The safety level of the offshore wind turbine designed according to this document shall be at or exceed the level inherent in IEC 61400-1. In some clauses, where a comprehensive statement of requirements aids clarity, replication of text from IEC 61400-1 is included.

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 60721 (all parts), *Classification of environmental conditions*

IEC 61400-1:2018, *Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements*²

ISO 2394:1998, *General principles on reliability for structures*

ISO 2533:1975, *Standard Atmosphere*

ISO 19900:2002, *Petroleum and natural gas industries – General requirements for offshore structures*

ISO 19901-1:2015, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions*

² Under preparation. Stage at the time of publication: IEC/RFDIS 61400-1:2018.

ISO 19901-4:2003, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 4: Geotechnical and foundation design considerations*

ISO 19902:2007, *Petroleum and natural gas industries – Fixed steel offshore structures*

ISO 19903:2006, *Petroleum and natural gas industries – Fixed concrete offshore structures*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 61400-1 and the following apply.

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

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

3.1

air gap

clearance between the highest water surface that occurs during the extreme environmental conditions and the lowest exposed part not designed to withstand wave impingement

3.2

arch effect

action of an arch ice (or its collapse) upon a substructure

3.3

arch ice

ice build-up between substructures or between a substructure and shore that has an arch shape and eventually collapses

3.4

co-directional

acting in the same direction

3.5

current

flow of water past a fixed location usually described in terms of a current speed and direction

3.6

diffraction

phenomenon that describes the bending of waves around obstacles and spreading of waves past openings

3.7

design wave

deterministic wave with a defined height, period and direction, used for the design of an offshore structure

Note 1 to entry: A design wave may be accompanied by a requirement for the use of a particular periodic wave theory.

3.8

designer

party or parties responsible for the design of an offshore wind turbine

3.9

environmental conditions

characteristics of the environment (wind, waves, sea currents, water level, sea/lake ice, marine growth, scour and overall seabed movement, etc.) which may affect the wind turbine behaviour

3.10

external conditions

external factors affecting operation of an offshore wind turbine, including the environmental conditions, the electrical network conditions, and other climatic factors (temperature, snow, ice, etc.)

3.11

extreme significant wave height

significant wave height of the sea state over the reference period with an annual probability of exceedance of $1/N$ ("return period": N years), extrapolated from the extreme distribution of significant wave height at the site

3.12

extreme wave height

individual wave height (generally the zero up-crossing wave height) with an annual probability of exceedance of $1/N$ ("return period": N years)

3.13

fast ice cover

rigid continuous cover of ice not in motion

3.14

fetch

distance over which the wind blows over the sea with approximately constant wind speed and direction

3.15

fixed offshore wind turbine

wind turbine with a sub-structure that is subject to hydrodynamic loading and is founded on the seabed

3.16

floating offshore wind turbine

wind turbine with a sub-structure that is subject to hydrodynamic loading and is supported by buoyancy and a station-keeping system

3.17

foundation

part of an offshore wind turbine support structure which transfers the loads acting on the structure into the seabed

Note 1 to entry: Different foundation concepts are shown in Figure 1 together with the other parts of an offshore wind turbine support structure.

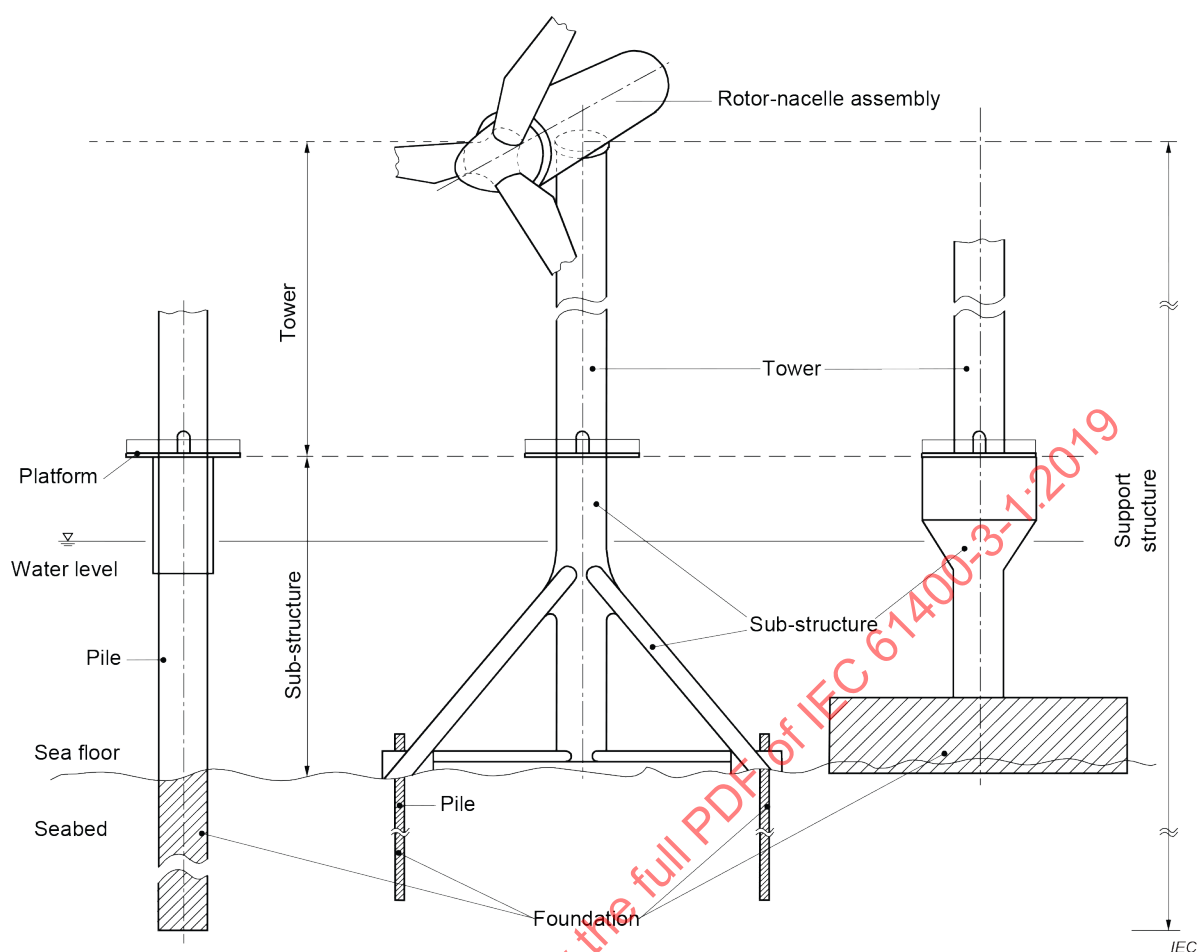


Figure 1 – Parts of a fixed offshore wind turbine

3.18

highest astronomical tide

highest still water level that can be expected to occur under any combination of astronomical conditions and under average meteorological conditions

Note 1 to entry: Storm surges, which are meteorologically generated and essentially irregular, are superimposed on the tidal variations, so that a total still water level above highest astronomical tide may occur.

3.19

hindcasting

method of simulating historical (metocean) data for a region through numerical modelling

3.20

hub height

height of the centre of the swept area of the wind turbine rotor above the mean sea level

3.21

hummocked ice

crushed ice and ice floes piled up into ridges when large ice floes meet with each other or with a rigid obstacle, for example an offshore wind turbine support structure

3.22

ice floe

sheet of ice in size from metres to several kilometres, not rigidly frozen to a shore, still or in motion

3.23

ice ridge

angular ice blocks of various sizes that pile up on ice floes as they collide pushed by wind and currents

Note 1 to entry: The part of the ridge that is above the water surface is known as the sail; that below it as the keel. The upper part of the keel can be consolidated, consisting of refrozen ice blocks, refrozen rafted ice or a combination of these, and is known as the consolidated layer.

3.24

icing

build-up of a cover of ice or frost on parts of an offshore wind turbine that can result in added loads and/or changed properties

3.25

land-locked waters

waters almost or entirely surrounded by land

3.26

load effect

effect of a single load or combination of loads on a structural component or system, for example internal force, stress, strain, motion, etc.

3.27

lowest astronomical tide

lowest still water level that can be expected to occur under any combination of astronomical conditions and under average meteorological conditions

Note 1 to entry: Storm surges, which are meteorologically generated and essentially irregular, are superimposed on the tidal variations, so that a total still water level below lowest astronomical tide may occur.

3.28

manufacturer

party or parties responsible for the manufacture and construction of an offshore wind turbine

3.29

marine conditions

characteristics of the marine environment (waves, sea currents, water level, sea/lake ice, marine growth, seabed movement and scour, etc.) which may affect the wind turbine behaviour

3.30

marine growth

surface coating on structural components caused by plants, animals and bacteria

3.31

mean sea level

average level of the sea over a period of time long enough to remove variations due to waves, tides and storm surges

3.32

mean zero crossing period

average period of the zero-crossing (up or down) waves in a sea state

Note 1 to entry: Relations exist between mean zero crossing period and peak period.

3.33

metocean

abbreviation of meteorological and oceanographic

3.34**moving ice**

portions of sea/lake ice that move under the action of wind and /or currents

3.35**multi-directional**

acting in multiple directions

3.36**offshore wind turbine site**

location or intended location of an individual offshore wind turbine either alone or within a wind farm

3.37**peak wave period**

period of the peak energy in the wave spectrum

3.38**pile penetration**

vertical distance from the sea floor to the bottom of the pile

3.39**power collection system**

electrical system that collects the power from one or more wind turbines

Note 1 to entry: The power collection system includes all electrical equipment connected between the wind turbine terminals and the network connection point. For offshore wind farms, the power collection system may include the connection to shore.

3.40**rafted ice**

sea/lake ice sheet that converges toward another and slides on top of the other (overthrust) resulting in a local increase in ice thickness

3.41**reference period**

period during which stationarity is assumed for a given stochastic process, for example wind speed, sea elevation or response

3.42**refraction**

process by which wave energy is redistributed as a result of changes in the wave propagation velocity due to variations in water depth and/or current velocity

3.43**rotor–nacelle assembly**

part of an offshore wind turbine carried by the support structure

3.44**sea floor**

interface between the sea and the seabed

3.45**sea floor slope**

local gradient of the sea floor, for example associated with a beach

3.46

sea/lake ice

frozen seawater or lake freshwater

3.47

sea state

condition of the sea in which its statistics remain stationary

3.48

seabed

materials below the sea floor in which a support structure is founded

3.49

seabed movement

movement of the seabed due to natural geological processes

3.50

scour

removal of seabed soils by currents and waves or caused by structural elements interrupting the natural flow regime above the sea floor

3.51

shallow water

depth in which the presence of the seabed has a pronounced effect on the wave hydrodynamics

Note 1 to entry: The distinction between shallow water and non-shallow water is defined in Figure B.1. For extreme sea states a site may have to be considered as shallow while for normal conditions it can be considered deep.

3.52

significant wave height

statistical measure of the height of waves in a sea state, defined as either the average height of the highest one third of the zero up-crossing waves or as $4 \times \sigma_\eta$ where σ_η is the standard deviation of the sea surface elevation

Note 1 to entry: The former height is called the statistical significant wave height (usually denoted $H_{1/3}$ ³, while the latter height is called the spectral significant wave height (denoted by H_s or H_{m0}).

3.53

significant wave period

statistical measure of the period of waves in a sea state, defined as the average period of the highest one third of the zero up-crossing waves, denoted $T_{1/3}$

Note 1 to entry: Relations exist between the peak period T_p and $T_{1/3}$.

3.54

splash zone

external region of support structure that is frequently wetted due to waves and tidal variations

Note 1 to entry: This is defined as the zone between

- the highest still water level with a return period of 1 year increased by the crest height of a wave with height equal to the significant wave height with a return period of 1 year, and
- the lowest still water level with a return period of 1 year reduced by the trough depth of a wave with height equal to the significant wave height with a return period of 1 year.

³ In deep water, $H_{1/3} \approx 0,956 H_s$ regardless of wave spectral form (ISO 21650:2007).

3.55**still water level**

abstract water level calculated by including the effects of tides and storm surge but excluding variations due to waves

Note 1 to entry: Still water level can be above, at, or below mean sea level.

3.56**storm surge**

change in water level caused by atmospheric change and/or wind associated with a storm

3.57**sub-structure**

part of an offshore wind turbine support structure which extends upwards from the seabed and connects the foundation to the tower

3.58**support structure**

part of an offshore wind turbine consisting of the tower, sub-structure and foundation

3.59**swell**

sea state in which waves generated by winds remote from the site have travelled to the site, rather than being locally generated

3.60**tidal current**

current resulting from tides

3.61**tidal range**

vertical distance between the highest astronomical tide and the lowest astronomical tide

3.62**tides**

regular and predictable movements of the sea generated by astronomical forces

3.63**tower**

part of an offshore wind turbine support structure which connects the sub-structure to the rotor-nacelle assembly

3.64**tsunami**

long period sea waves caused by rapid vertical movements of the sea floor

3.65**uni-directional (wind and/or waves)**

acting in a single direction

3.66**water depth**

vertical distance between the sea floor and the still water level

Note 1 to entry: As there are several definitions for the still water level (see 3.55) there can be several water depth values.

3.67

wave crest elevation

vertical distance between the crest of a wave and the still water level

3.68

wave direction

mean direction from which the wave is travelling

3.69

wave height

vertical distance between the highest and lowest points on the water surface of an individual zero up-crossing wave

3.70

wave period

time interval between the two zero up-crossings which bound a zero up-crossing wave

3.71

wave spectral peak frequency

frequency of the peak energy in the wave spectrum, the inverse of the wave peak period

3.72

wave spectrum

frequency domain description of the sea surface elevation in a sea state

3.73

wave steepness

ratio of the wave height to the wave length

3.74

weather downtime

one or more intervals of time during which the environmental conditions are too severe to allow for execution of a specified marine operation

3.75

weather window

interval of time during which the environmental conditions allow for execution of a specified marine operation

3.76

wind profile – wind shear law

mathematical expression for assumed wind speed variation with height above still water level

Note 1 to entry: Commonly used profiles are the logarithmic profile (equation (1)) and the power law profile (equation (2)).

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

where

$V(z)$ is the wind speed at height z ;

z is the height above the still water level;

z_r is a reference height above the still water level used for fitting the profile;

z_0 is the roughness length;

α is the wind shear (or power law) exponent.

3.77

wind sea

sea state being generated by local winds

3.78

zero up-crossing wave

portion of a time history of wave elevation between zero up-crossings

Note 1 to entry: A zero up-crossing occurs when the sea surface rises (rather than falls) through the still water level.

4 Symbols and abbreviated terms

For the purposes of this document, the symbols and abbreviated terms given in IEC 61400-1 and the following apply:

4.1 Symbols and units

A_C	Charnock's constant	[-]
d	water depth	[m]
f_p	wave spectral peak frequency	[Hz]
g	acceleration due to gravity	[m/s ²]
h	thickness of sheet sea/lake ice	[m]
h_c	thickness of sea/lake ice ridge consolidated layer or refrozen rafted layer	[m]
h_N	thickness of sea/lake ice with a return period of N years	[m]
h_m	ice thickness equal to the long-term mean value of the annual maximum ice sheet thickness for winters with ice	[m]
H	individual wave height	[m]
H_B	breaking wave height	[m]
H_N	individual wave height with a return period of N years	[m]
H_s	spectral significant wave height	[m]
H_{sN}	spectral significant wave height with a return period of N years	[m]
$H_{1/3}$	statistical significant wave height	[m]
k	wave number	[-]
K_{max}	accumulated freezing degree-days	[°C]
s	sea floor slope	[°]
$p(V_{hub})$	probability density function of hub height wind speed	[-]
S_η	single sided wave spectrum	[m ² /Hz]
R_d	design value for component resistance	[-]
R_k	characteristic value for component resistance	[-]
S_d	design value for load effect	[-]
S_k	characteristic value for load effect	[-]
t	time	[s]
T	wave period	[s]
T_p	peak spectral period	[s]
T_z	mean zero-crossing wave period	[s]
U_N	current velocity, with a return period of N years	[m/s]

U_{ss}	sub surface current velocity	[m/s]
U_w	wind-generated current velocity	[m/s]
V_N	expected extreme wind speed (averaged over 10 min), with a return period of N years	[m/s]
V_{eN}	expected extreme wind speed (averaged over 3 s), with a return period of N years	[m/s]
z	vertical distance above SWL	[m]
α	sea floor slope in radians	[rad]
η	sea surface elevation relative to SWL	[m]
κ	von Karman's constant	[-]
λ	wave length	[m]
θ_w	wave direction	[°]
θ_{wm}	mean wave direction	[°]
θ_c	current direction	[°]
σ_η	sea surface elevation standard deviation	[m]
τ	temperature	[°C]

4.2 Abbreviations

COD	co-directional
CPT	cone penetration test
DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change
ECM	extreme current model
EDC	extreme direction change
EOG	extreme operating gust
ESS	extreme sea state
EWLR	extreme water level range
EWM	extreme wind speed model
EWS	extreme wind shear
FMEA	failure modes and effects analysis
HAT	highest astronomical tide
LAT	lowest astronomical tide
MIC	microbiologically influenced corrosion
MIS	misaligned
MSL	mean sea level
MUL	multi-directional
NCM	normal current model
NSS	normal sea state
NTM	normal turbulence model
NWLR	normal water level range
NWP	normal wind profile model
SSS	severe sea state
SWL	still water level

UNI uni-directional

5 Principal elements

5.1 General

The engineering and technical requirements to ensure the safety of the structural, mechanical, electrical and control systems of an offshore wind turbine are given in this document. This specification of requirements applies to the design, manufacture, installation and manuals for operation and maintenance of an offshore wind turbine and the associated quality management process. In addition, safety procedures, which have been established in the various practices that are used in the installation, operation and maintenance of an offshore wind turbine, are taken into account.

5.2 Design methods

This document requires the use of a structural dynamics model to predict design load effects. Such a model shall be used to determine the load effects for all relevant combinations of external conditions and design situations as defined in Clause 6 and Clause 7 respectively. A minimum set of such combinations has been defined as load cases in this document.

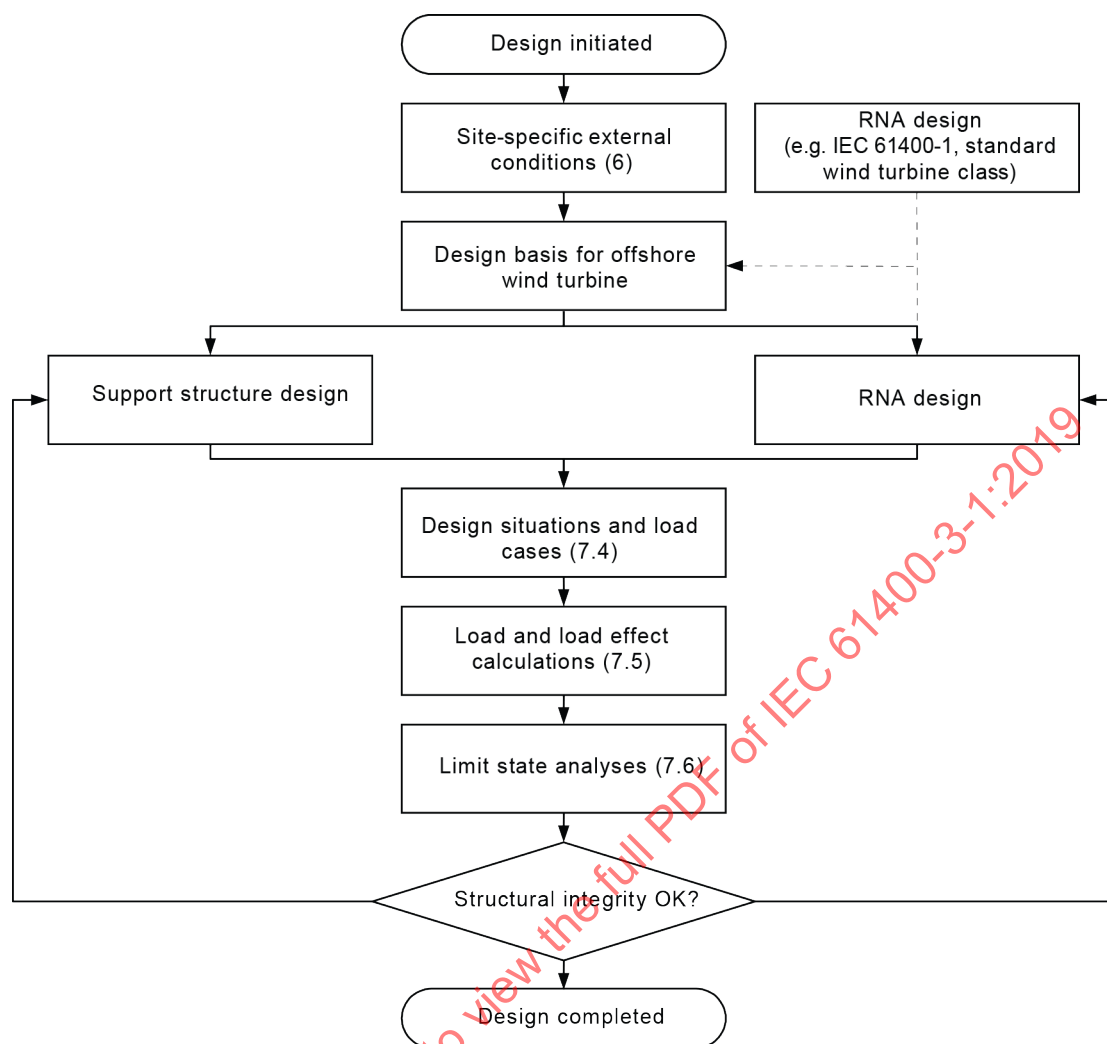
The design of the support structure of an offshore wind turbine shall be based on site-specific external conditions. These shall therefore be determined in accordance with the requirements stated in Clause 6. The conditions shall be summarized in the design basis.

In the case of the rotor–nacelle assembly, which may have been designed initially on the basis of a standard wind turbine class as defined in IEC 61400-1:2018, 6.2, it shall be demonstrated that the offshore site-specific external conditions do not compromise the structural integrity. The demonstration shall comprise a comparison of loads and deflections calculated for the specific offshore wind turbine site conditions with those calculated during initial design, taking account of the reserve margins and the influence of the environment on structural resistance and the appropriate material selection. The calculation of loads and deflections shall also take account of the influence of site-specific soil properties on the dynamic properties of an offshore wind turbine, as well as the potential long-term time variation of these dynamic properties due to seabed movement and scour.

The design process for an offshore wind turbine is illustrated in Figure 2. The figure indicates the key elements of the design process and identifies the corresponding relevant clauses of this standard. The process is iterative and shall incorporate load and load effect calculations for the complete wind turbine comprising the integrated support structure and rotor–nacelle assembly. The structural design of an offshore wind turbine may be regarded as completed when its structural integrity has been verified based on the limit state analyses defined in 7.6.

Data from full scale testing of the rotor-nacelle assembly shall be used to increase confidence in predicted design values and to verify structural dynamics models and design situations. Data from full-scale testing of the support structure may similarly be used. Guidance relating to the measurement of mechanical loads for full scale testing is available in IEC 61400-13.

Verification of the adequacy of the design shall be made by calculation and/or by testing. If test results are used in this verification, the external conditions during the test shall be shown to reflect the characteristic values and design situations defined in this document. The selection of test conditions, including the test loads, shall take account of the relevant safety factors.



IEC

Figure 2 – Design process for an offshore wind turbine

5.3 Safety classes

An offshore wind turbine shall be designed according to one of the following two safety classes:

- a normal safety class that applies when a failure results in risk of personal injury or other social or economic consequence;
- a special safety class that applies when the safety requirements are determined by local regulations and/or the safety requirements are agreed between the manufacturer and the customer.

Partial safety factors for normal safety class wind turbines are specified in IEC 61400-1.

Partial safety factors for special safety class wind turbines shall be agreed upon between the manufacturer and the customer. An offshore wind turbine designed according to the special safety class is a class S turbine as defined in IEC 61400-1.

5.4 Quality assurance

Quality assurance shall be an integral part of the design, procurement, manufacture, installation, operation and maintenance of offshore wind turbines and all their components.

5.5 Rotor–nacelle assembly markings

The following information, as a minimum, shall be prominently and legibly displayed on the indelibly marked rotor–nacelle assembly nameplate:

- wind turbine manufacturer and country;
- model and serial number;
- production year;
- rated power;
- reference wind speed, V_{ref} ;
- hub height operating wind speed range, $V_{\text{in}} - V_{\text{out}}$;
- operating ambient temperature range;
- IEC wind turbine class (see IEC 61400-1);
- rated voltage at the wind turbine terminals;
- frequency at the wind turbine terminals or frequency range in the case that the nominal variation is greater than 2 %.

6 External conditions – definition and assessment

6.1 General

The external conditions described in this clause shall be considered in the design of an offshore wind turbine.

Offshore wind turbines are subjected to environmental and electrical conditions, including the influence of nearby turbines, that may affect their loading, durability and operation. To ensure the appropriate level of safety and reliability, environmental, electrical and soil parameters shall be taken into account in the design and shall be explicitly stated in the design documentation.

The environmental conditions are divided into wind conditions, marine conditions (waves, sea currents, water level, sea/lake ice, marine growth, seabed movement and scour) and other environmental conditions. The electrical conditions refer to the electrical power network conditions. Soil properties are relevant to the design of offshore wind turbine foundations, including their time variation due to seabed movement, scour and other elements of seabed instability.

Wind conditions are the primary external consideration for the structural integrity of the rotor–nacelle assembly, although the marine conditions may also have an influence in some cases depending on the dynamic properties of the support structure. In all cases, including the case that the influence of marine conditions is shown to be of negligible importance during the design of the rotor–nacelle assembly, the structural integrity shall be demonstrated taking proper account of the marine conditions at each specific site at which the offshore wind turbine will be subsequently installed.

The design process for an offshore wind turbine is shown in Figure 2. The assessment of site-specific external conditions is the first step in the design process and forms the basis for the design. This clause therefore specifies both the definition and assessment of the external conditions.

Other environmental conditions also affect design features such as control system function, durability, corrosion, etc.

The external conditions are subdivided into normal and extreme categories. The normal external conditions generally concern recurrent structural loading conditions, while the

extreme external conditions represent rare external design conditions. The design load cases shall consist of potentially critical combinations of these external conditions with wind turbine operational modes and other design situations.

The definition and assessment of the normal and extreme external conditions to be considered in design are specified in 6.2 to 6.4.

The abbreviations added in parentheses in the subclause headings in the remainder of this clause are used for describing the external conditions for the design load cases defined in 7.4.

6.2 Wind turbine classes

The external conditions to be considered in design are dependent on the intended site or site type for an offshore wind turbine installation. In IEC 61400-1 wind turbine classes are defined in terms of wind speed and turbulence parameters. The intention of the classes is to cover most onshore applications. IEC 61400-1 includes a specific class for tropical cyclone conditions ("T class"). Additional guidance on tropical cyclone conditions is available in Annex H of this document.

There are some principal differences between offshore and onshore wind conditions. However, for an offshore wind turbine the definition of wind turbine classes in terms of wind speed and turbulence parameters remains appropriate as the basis of design of the rotor-nacelle assembly. As stated in 5.2 it shall be demonstrated subsequently that site-specific external conditions do not compromise the structural integrity of the rotor-nacelle assembly. Thus it is not a requirement that offshore rotor-nacelle assemblies be designed to IEC 61400-1 classes. There are no classes of external conditions defined for support structure design.

A further wind turbine class, class S, is defined for use when special wind conditions, other external conditions, a design lifetime other than 20 years, or a special safety class (see 5.3) is required by the designer and/or the customer.

The manufacturer shall in the design documentation describe the models used and values of essential design parameters. Where the models described in Clause 6 are adopted, a statement of the values of the parameters will suffice. The design documentation should contain the information listed for guidance in Annex A.

6.3 Definition of external conditions at an offshore wind turbine site

6.3.1 General

An offshore wind turbine shall be designed to safely withstand the wind conditions and marine conditions adopted as the basis of design.

The wind regime and marine conditions for load and safety considerations are divided into the normal conditions which occur frequently during normal operation of an offshore wind turbine, and the extreme conditions which are defined as having a 1-year or 50-year return period⁴.

The extreme conditions are intended to produce N -year ($N = 1$ or 50) return period load effects (cross-sectional loads, deformations, etc.). Combining marginal N -year events directly will in general produce load effects of longer return period than N years. The more environmental parameters that are combined in this way, the more conservative the design potentially becomes. For the assessment of the combined wind and marine environment, several parameters are relevant for the load effects of offshore turbines. Thus for offshore wind turbine design, the assessment of joint environmental conditions by specifying associated conditions instead of direct combinations of marginal conditions of equal return

⁴ The normal range of water levels is, however, defined in this document as the variation in water level with a return period of 1 year, refer to 6.3.3.4.2.

period is appropriate. Offshore wind turbines can exhibit significant dynamic response. This shall be accounted for when establishing joint environmental conditions.

To determine joint environmental conditions for design, the approach of environmental contours can be used. The joint environmental conditions to be designed for are then defined as those among all conditions on the environmental contour that cause the most extreme response. The possible dynamic response shall be considered in the assessment. By this approach joint wind speeds, wave heights, wave periods, water levels, directional relations etc. may be established.

The application of the method of environmental contours, or other probabilistic methods, generally requires information defining the long-term joint probability distributions of wind and marine conditions. In practice not all environmental conditions are typically measured simultaneously. Environmental contours are instead developed for subsets of parameters – e.g. wave heights and water level, wave height and wave period, etc.

The following clauses define the predominant marginal extreme conditions to consider as a minimum, e.g. N -year return wind and marine conditions. Conditions to associate with these shall be established. In the absence of sufficient information to develop site-specific environmental contours, conservative alternatives are provided.

6.3.2 Wind conditions

The wind parameters defined in IEC 61400-1 are appropriate for the offshore environment. Site-specific conditions representative of the offshore wind turbine site shall be assessed in accordance with the requirements stated in 6.4.3.

6.3.3 Marine conditions

6.3.3.1 General

The marine conditions described in this subclause include waves, sea currents, water level, sea ice, marine growth, scour and seabed movement. Other external conditions relevant to the offshore environment are defined in 6.3.5.

6.3.3.2 Waves

6.3.3.2.1 General

Waves are irregular in shape, vary in height, length and speed of propagation, and may approach an offshore wind turbine from one or more directions simultaneously. The features of a real sea are best reflected by describing a sea state by means of a stochastic wave model.

The stochastic wave model represents the sea state as the superposition of many small individual frequency components, each of which is a periodic wave with its own amplitude, frequency and direction of propagation; the components have random phase relationships to each other. A design sea state shall be described by a wave spectrum, S_{η} , together with the significant wave height, H_s , a peak spectral period, T_p , and a mean wave direction, θ_{wm} . Where appropriate, the wave spectrum may be supplemented with a directional spreading function. Standard wave spectrum formulations are provided in ISO 19901-1.

In some applications, periodic or regular waves can be used as an abstraction of a real sea for design purposes. A deterministic design wave shall be specified by its height, period and direction.

The correlation of wind conditions and waves shall be taken into account for the design of an offshore wind turbine. This correlation shall be considered in terms of the long-term joint probability distribution of relevant parameters, e.g.:

- mean wind speed, V ;
- significant wave height, H_s ;
- peak spectral period, T_p ; and
- water depth, d .

The joint probability distribution of these parameters is affected by local site conditions such as fetch, water depth, bathymetry, etc. The distribution shall therefore be determined from suitable long-term measurements and/or by the use of numerical hindcasting techniques whichever is appropriate, refer to 6.4.4.

The correlation of normal wind conditions and waves shall also consider wind-wave misalignment, i.e. consideration of mean wind and wave directions (separation of wind sea and swell may also be considered). The multi-directional distributions of wind and wave directions can have an important influence on the loads acting on the support structure. The importance of this influence will depend on the nature of the wind and wave directionality and on properties of the support structure such as eigenfrequencies, modal damping, mode shapes and geometrical symmetry. The designer may, in some cases, demonstrate by appropriate analysis that it is conservative and therefore acceptable to assume that the wind and waves are aligned (co-directional) and acting from a single, worst case direction (uni-directional). The assumptions regarding wind and wave directions are considered for each design load case in 7.4.

When taking account of the wind and wave misalignment, particular care shall be taken to ensure that the directional data and wind turbine modelling techniques are reliable, refer to 7.5.

The combined extreme event of wind, waves, water level, and other relevant parameters shall ensure that global extreme environmental actions with return periods of 1 year and 50 years are considered. The geometric and dynamic properties of the support structure may imply that several combined events shall be specified.

Wave models are defined in 6.3.3.2.2 to 6.3.3.2.5 in terms of sea state representations including stochastic linear wave models and regular non-linear design waves. The stochastic wave models shall be based on a wave spectrum appropriate to the site anticipated for the offshore wind turbine.

By definition H_s and T_p are independent of reference period. In order to determine the joint probability distribution of V_{hub} , H_s , and T_p , a one hour averaging period shall be used to define the mean wind speed against which to correlate the significant wave height and peak spectral period.

6.3.3.2.2 Normal sea state (NSS)

The significant wave height, peak spectral period and direction for each normal sea state shall be selected, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters appropriate to the anticipated site.

For fatigue load calculations, the designer shall ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters.

For ultimate load calculations, the normal sea states considered shall be those sea states characterised by the expected value of the significant wave height, H_s , and peak spectral period, T_p , conditioned on a given value of mean wind speed. The designer shall take account of the range of peak spectral period, T_p , appropriate to each significant wave height. Design calculations shall be based on values of peak spectral period which result in the highest loads acting on the offshore wind turbine.

6.3.3.2.3 Severe sea state (SSS)

The severe sea state model shall be considered in combination with normal wind conditions for calculation of the ultimate loading of an offshore wind turbine during power production. The severe sea state model associates a severe sea state with each mean wind speed in the range corresponding to power production. The significant wave height, $H_{s,SSS}(V)$, for each severe sea state shall in general be determined by extrapolation of appropriate site-specific metocean data such that the combination of the significant wave height and the mean wind speed has a return period of 50 years⁵. The severe sea state shall include the extreme individual wave height that, in combination with the associated wave period and the mean wind speed, has a return of 50 years. The designer shall take account of the range of wave period, T , appropriate to each extreme wave height. In the absence of a more sophisticated probabilistic assessment, design calculations shall assume values of wave periods within this range that result in the highest loads acting on an offshore wind turbine.

For all mean wind speeds, the unconditional extreme significant wave height, H_{s50} , with a return period of 50 years may be used as a conservative value for $H_{s,SSS}(V)$. Similarly, it is conservative to adopt the extreme individual wave height H_{50} for the extreme individual wave height in the severe sea state. This approach may be used in the absence of information defining the long-term joint probability distribution of wind and waves.

6.3.3.2.4 Extreme sea state (ESS)

The extreme sea state model shall be considered for combined global environmental actions with return periods of 1 year and 50 years. The designer may need to investigate a number of extreme sea states combined with, for example, different water levels to determine the appropriate extreme sea state(s) for design, refer 6.3.3.4.3 and 6.3.3.3.5. Both the extreme significant wave height (H_{s50} or H_{s1}) and the extreme individual wave height (H_{50} or H_1) shall be included in the sea state. The designer shall take account of the range of wave period, T , appropriate to each extreme wave height. Design calculations shall assume values of wave periods within this range that result in the highest loads acting on an offshore wind turbine.

The extreme sea state(s) shall be determined from analysis of appropriate site-specific metocean data (i.e. measurements and/or hindcast data) for the offshore wind turbine site, refer to 6.4.4.

In the absence of information defining the long-term joint probability distribution of extreme wind and waves, it shall be assumed that the extreme 10-min mean wind speed with a 50-year return period occurs during the extreme 3-hour sea state with a 50-year return period. The same assumption shall apply with regard to the combination of the extreme 10-min wind speed and the extreme 3-hour sea state each with a 1-year return period. The extreme individual wave height shall be assumed to occur at a random time during the simulation of the extreme sea state.

6.3.3.2.5 Breaking waves

The influence of breaking waves shall be assessed during the design of an offshore wind turbine. Breaking waves are classified as spilling, plunging or surging, the first two types being relevant to sites suitable for offshore wind turbines. The water depth, sea floor slope and wave period determine whether the form of the breaking wave is expected to be spilling or plunging.

Annex B provides guidance relating to shallow water hydrodynamics and the influence of site characteristics on the nature and dimensions of breaking waves. Guidance is provided in

⁵ It is recommended that the extrapolation of metocean data be undertaken using the so-called Inverse First Order Reliability Method (IFORM). This method is described in Annex F which also gives guidance on how to determine $H_{s,SSS}(V)$ from site-specific environmental conditions.

Annex C relating to the calculation of the loading applied by a breaking wave to an offshore wind turbine support structure.

6.3.3.3 Sea currents

6.3.3.3.1 General

Although sea currents may, in principle, vary in space and time, they are generally considered as a horizontally uniform flow field of constant velocity and direction, varying only as a function of depth. The following components of sea current velocity shall be taken into account:

- sub-surface currents generated by tides, storm surge and atmospheric pressure variations, etc.;
- wind-generated, near-surface currents.

The total current velocity is the vector sum of these components. Wave induced water particle velocities and current velocities shall similarly be added vectorially. The influence of sea currents on the relationship between wave length and wave period is generally small and may be neglected, refer to ISO 19901-1:2015, A.8.4.3 for further guidance. Other site-specific current components may exist, such as near shore, wave induced surf currents running parallel to the coast.

The influence of sea currents on the fatigue loading of an offshore wind turbine may be insignificant in cases where the total current velocity is small compared to the wave induced water particle velocity in the wave crest and where vibrations of the support structure are unlikely to occur due to vortex shedding or moving ice floes. The designer shall determine whether sea currents may be neglected for calculation of fatigue loads by means of an appropriate assessment of site-specific data.

6.3.3.3.2 Sub-surface currents

The sub-surface current profile may be characterised by a simple power law over the water depth d , where the current velocity $U_{ss}(z)$ is defined as a function of height z above SWL:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) [(z+d)/d]^{1/7} \quad (3)$$

The 1-year and 50-year return period values of the sea surface velocity $U_{ss}(0)$ may be determined from analysis of appropriate measurements at the offshore wind turbine site, refer to 6.4.4.3.

In general, it is conservative to assume that the sub-surface currents are aligned with the wave direction.

6.3.3.3.3 Wind-generated, near-surface currents

The wind-generated current may be characterised as a linear distribution of velocity $U_w(z)$ reducing from the surface velocity $U_w(0)$ to zero at a depth of 20 m below SWL:

$$U_w(z) = U_w(0) (1 + z/20) \quad (4)$$

At sites where the water depth is less than 20 m, the wind-generated current velocity at the sea floor will be non-zero.

The wind-generated sea surface current velocity may be assumed to be aligned with the wind direction, and may be estimated from

$$U_w(0) = 0,01 V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m}) \quad (5)$$

where $V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m})$ is defined as the 1-hour mean value of wind speed at 10 m height above SWL.

The 1-year and 50-year return period values of $V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m})$ may be determined from analysis of appropriate measurements at the offshore wind turbine site. These wind speeds may then be used with equation (5) to estimate the 1-year and 50-year return values of wind-generated sea surface current velocity.

6.3.3.3.4 Normal current model (NCM)

The normal current model is defined as the appropriate site-specific combination of wind-generated currents and tidal currents. The normal current model excludes storm-generated sub-surface currents. Normal tidal currents shall be accounted for as the mean of tidal current speeds.

The normal current model shall be assumed for those ultimate load cases involving normal and severe wave conditions (NSS, SSS) and for each load case the velocity of the wind-generated currents may be estimated from the relevant mean wind speed, refer to 6.3.3.3.3.

6.3.3.3.5 Extreme current model (ECM)

The extreme current model shall be considered for those ultimate load cases associated with extreme wave conditions (ESS). Currents associated with ESS shall result in combined global environmental actions with return periods of 1 year and 50 years and are denoted by U_1 and U_{50} , respectively. Load calculations shall be undertaken based on the currents which result in the highest loads acting on an offshore wind turbine.

These extreme values shall be determined from analysis of appropriate site-specific metocean data (i.e. measurements and/or hindcast data) for the offshore wind turbine site, refer to 6.4.4.

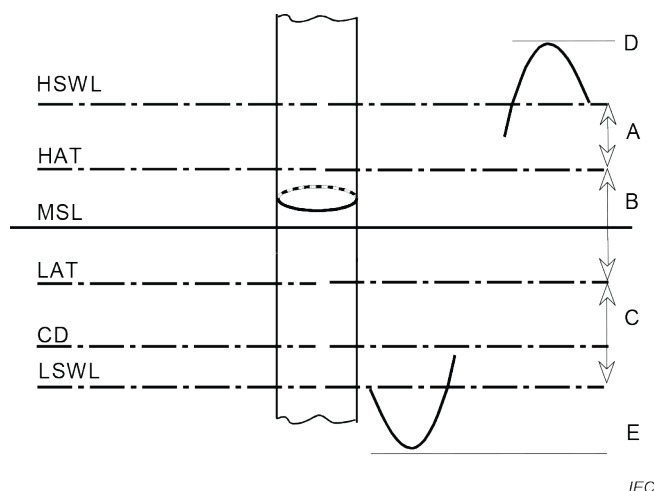
In the absence of information defining the long-term joint probability distribution of extremes it is conservative to apply currents with return period of 1 year and 50 years and to assume the current to be co-directional with the waves.

6.3.3.4 Water level

6.3.3.4.1 General

For the calculation of the hydrodynamic loading of an offshore wind turbine, the variation in water level (if significant) at the site shall be taken into account. A constant water level equal to the mean sea level (MSL) may, however, be assumed for ultimate load cases involving normal wave conditions (NSS) with the exception stated in 6.3.3.4.2 below.

Different water levels are illustrated in Figure 3.



Key

HSWL	highest still water level	A	positive storm surge
HAT	highest astronomical tide	B	tidal range
MSL	mean sea level	C	negative storm surge
LAT	lowest astronomical tide	D	maximum crest elevation
CD	chart datum (often equal to LAT)	E	minimum trough elevation
LSWL	lowest still water level		

Figure 3 – Definition of water levels

6.3.3.4.2 Normal water level range (NWLR)

The normal water level range shall be assumed equal to the long-term difference between highest astronomical tide (HAT) and lowest astronomical tide (LAT).

The NWLR shall be assumed for those fatigue and ultimate load cases involving the normal sea state model (NSS) based on the joint probability distribution of sea state conditions and wind speed (H_s , T_p , V_{hub}). The NWLR range shall also be assumed for ultimate load cases associated with

- severe sea state (SSS);
- wave conditions with a return period of 1 year.

Ultimate load calculations shall be undertaken based on either the water level within the NWLR that results in the highest loads, or by appropriate consideration of the probability distribution of water levels within the NWLR.

For ultimate load cases associated with the severe stochastic sea state (SSS) model, the water levels corresponding to NWLR may cause the wave heights to be depth-limited. If this is the case, and in order to avoid the wave heights being depth-limited, a higher water level within the extreme water level range (EWLR) shall then be assumed.

For the calculation of the hydrodynamic fatigue loads the designer may in some cases demonstrate by means of an appropriate analysis that the influence of water level variation on fatigue loads is negligible or can be accounted for in a conservative manner by assuming a constant water level greater than or equal to the mean sea level.

6.3.3.4.3 Extreme water level range (EWLR)

The extreme water level range shall be assumed for ultimate load cases associated with wave conditions with a return period of 50 years (ESS). Combination with ESS shall result in combined global environmental actions with a return period of 50 years. The designer may

need to investigate a number of representations of the ESS combined with different water levels. Load calculations shall be undertaken based on the water levels which result in the highest loads acting on an offshore wind turbine. The relevant design driving water levels shall be determined for calculation of the hydrodynamic loading, ice loading and buoyancy of the support structure.

In the absence of the long-term joint probability distribution of metocean parameters including water level, the designer shall at least undertake calculations based on the following water levels:

- highest still water level with a return period of 50 years, based on an appropriate combination of highest astronomical tide and positive storm surge;
- lowest still water level with a return period of 50 years, based on an appropriate combination of lowest astronomical tide and negative storm surge;
- water level associated with the highest breaking wave load.

6.3.3.5 Sea/lake ice

At some locations, loading of the support structure of an offshore wind turbine due to sea/lake ice can be critical. The ice loads may be associated with static loading from a fast ice cover, or dynamic loading caused by wind and current induced motion of ice floes. Moving ice floes impacting the support structure over a considerable period of time may result in significant fatigue loading. A site-specific assessment of the occurrence and properties of the sea/lake ice shall be undertaken as stated in 6.4.4.5.

Annex D provides guidance with regard to ice load calculations.

6.3.3.6 Marine growth

Marine growth influences the mass, the geometry, and the surface roughness of the support structure of an offshore wind turbine. Consequently, marine growth may influence hydrodynamic loads, dynamic response, accessibility and the rate of corrosion of the structure.

Marine growth may be considerable at some locations and shall be taken into account in the design of the support structure.

Marine growth is broadly divided into “hard” (generally animal such as mussels and barnacles) and “soft” (seaweeds and kelps), where hard growth is generally thinner but rougher than soft growth. Marine organisms generally colonize a structure soon after installation but the growth rate tapers off after a few years.

The nature and thickness of marine growth depends on the structural member’s position relative to the sea level, orientation relative to dominant current, age and maintenance strategy; but also on other site conditions such as salinity, oxygen content, pH value, current, and temperature.

The corrosion environment is normally modified by marine growth in the upper submerged zone and the lower part of the splash zone of the support structure. Depending on the type of marine growth and other local conditions, the net effect may be either to enhance or retard corrosion attack. Enhancement of corrosion processes by marine growth (e.g. through corrosive metabolites) is commonly referred to as Microbiologically Influenced Corrosion (MIC). Marine growth may further interfere with systems for corrosion control, including coatings/linings and cathodic protection.

Due to the uncertainties involved in assumptions regarding marine growth, a strategy for inspection and possible removal of marine growth should be planned as part of the support structure design. The frequency, inspection method and growth removal criteria shall be based on the impact of marine growth on the structural reliability of an offshore wind turbine,

and the extent of experience with marine growth under the specific conditions prevailing at the site.

6.3.3.7 Seabed movement and scour

The support structure of an offshore wind turbine shall be designed taking account of the influence of seabed movement and scour. The analysis of seabed movement and scour, and the design of appropriate protection shall conform to the requirements of ISO 19901-4. Requirements regarding the assessment of seabed conditions are stated in 6.4.4.7.

6.3.4 Electrical power network conditions

The conditions at the offshore wind turbine terminals are to be determined for the specific installation as described in 6.4.6.

6.3.5 Other environmental conditions

Environmental (climatic) conditions other than wind and marine conditions can affect the integrity and safety of an offshore wind turbine, by thermal, photochemical, corrosive, mechanical, electrical or other physical action. Moreover, combinations of the climatic parameters may increase their effects.

The following other environmental conditions shall at least be taken into account and the action taken stated in the design documentation:

- air temperature;
- humidity;
- air density;
- solar radiation;
- rain, hail, snow and ice;
- chemically active substances;
- mechanically active particles;
- salinity causing corrosion;
- lightning;
- seismicity causing earthquakes and/or tsunamis;
- water density;
- water temperature.

The climatic conditions taken into account shall be defined in terms of either representative values or limits of the variable conditions. The probability of simultaneous occurrence of climatic conditions shall be taken into account when the design values are selected.

Variations in the climatic conditions within the normal limits which correspond to a 1-year return period, or more often, shall not interfere with the designed normal operation of an offshore wind turbine.

Unless correlation exists, other extreme environmental conditions according to 6.4.5.3 shall be combined with the normal wind conditions according to IEC 61400-1 and normal marine conditions according to 6.3.3.

6.4 Assessment of external conditions at an offshore wind turbine site

6.4.1 General

The external conditions at an offshore wind turbine site shall be assessed as the basis of design and/or design verification in accordance with the requirements of the following subclauses.

The partial safety factors for loads referenced in 7.6.2.2 assume that the site assessment of the normal and extreme metocean conditions has been carried out according to the minimum requirements of this clause 6.4.

6.4.2 The metocean database

A site-specific metocean database shall be established containing information on

- wind speeds and directions;
- significant wave heights, wave periods and directions;
- correlation of wind and wave statistics;
- current speeds and directions;
- water levels;
- occurrence and properties of sea/lake ice and occurrence of their drift directions and drift speeds;
- occurrence of icing of the turbine and its support structure;
- other relevant metocean parameters such as air and water temperatures and densities, water salinity, site bathymetry, marine growth, etc.

The database may be established from site-specific measurements supported, where appropriate, by numerical simulations (hindcasts). If site-specific measurements are used, the results shall generally be correlated with data from a nearby location for which long-term measurements exist, unless the results can otherwise be shown to be conservative. The monitoring period for the site-specific measurements shall be sufficient to ensure reliable statistics for the individual parameters as well as the joint probability distribution of these parameters⁶. Long-term site-specific measurements shall not generally be required when correlation with suitable long-term data from a nearby location is undertaken or when numerical tools can be reliably applied for transposing the long-term data to the wind turbine site.

Time series measurements may be of particular importance in order to characterise wave heights, periods and wave spectra at shallow water sites.

When assessing the quality and quantity of data, special attention should be given to the adequacy of the data with respect to extrapolation to very infrequent events.

⁶ If only correlation analysis of measured data is to be undertaken, the location of the long-term measurements should be less than 50 km from the prospective offshore wind turbine site and the water depth, the fetch and the bathymetry should be similar at the two locations. When correlating the long-term data with the wind turbine site-specific short term data, care should be taken that the correlation is adequate and that the uncertainty of the correlation analysis can be estimated. Should the location of the long-term measurements be more than 50 km from the prospective wind turbine site, it is advisable also to undertake numerical simulations (hindcasts) to estimate the site's metocean statistics.

6.4.3 Assessment of wind conditions

6.4.3.1 General

The site wind parameters shall be either measured and extrapolated, or calculated using appropriate methods (e.g. monitoring measurements made at the site, long-term records from local meteorological stations, simulation models or local codes and standards). The methods described in 11.3 of IEC 61400-1 apply with the deviations specified below.

Values of the following parameters shall be estimated at the wind turbine site in addition to those specified in IEC 61400-1:

- extreme 10-min average wind speed $V_{1,\text{hub}}$ at hub height with a return period of 1 year;
- wind speed standard deviation $\hat{\sigma}$ from the ambient turbulence (estimated as the mean value of the standard deviation of the longitudinal component) and the standard deviation $\hat{\sigma}_\sigma$ of $\hat{\sigma}$ at V_{hub} between V_{in} and V_{out} and V_{hub} equal to V_{ref} .

High values of wind shear have been reported for extended periods of time for certain areas in connection with highly stratified flow or severe roughness changes. However, for the gust models which employ the mean wind profile (i.e. EOG, ECD, EWS as defined in IEC 61400-1) the shear may be assumed equal to the mean wind shear. This is justified because these models are concerned with gusts generated by turbulence, which implies that shear values associated with high turbulence levels are appropriate.

The interval of any wind speed bin used in the above shall be 2 m/s or less, and the wind direction sectors shall be 30° or less. IEC 61400-1 requires that all parameters, except for air density, be available as functions of wind direction and given as 10-min averages. Because the offshore environment generally exhibits less directional variation than the onshore environment, providing omnidirectional information for parameters such as shear and turbulence is acceptable unless precluded by coastal effects for near-shore sites.

The site extreme wind parameters shall be either:

- measured in the range of $0,2 V_{\text{ref}}$ to $0,4 V_{\text{ref}}$ and extrapolated, or
- derived from a correlation analysis of short-term monitoring measurements made at the site and long-term records from local meteorological stations, or from local codes or standards, or
- based on experience of nearby sites. In this case the assumption of similarity between the sites is to be justified.

Where site-specific extreme average wind speeds are available only for averaging periods longer than 10 min, the conversion factors stated in Table 1 may be used to estimate the extreme 10-min average wind speed. The factors in this table give the ratio between the extreme wind speed for a given averaging period and the extreme 10-min average wind speed.

**Table 1 – Conversion between extreme wind speeds
of different averaging periods**

Averaging period	10 min	1 h	3 h
Correction factor relative to extreme 10-min average wind speed	1,00	0,95	0,90

The long-term probability distribution of mean wind speed, V_{hub} , may be assumed to be independent of averaging period for periods in the range between 10 min and 3 h⁷.

6.4.3.2 IEC 61400-1 wind conditions applied to rotor-nacelle assembly design

In the case that the wind conditions specified in IEC 61400-1 are used as the basis of design of the rotor–nacelle assembly, the following variations to the parameter values may be assumed:

- the inclination of the mean flow with respect to a horizontal plane is zero;
- the wind profile, $V(z)$, denotes the average wind speed as a function of height, z , above the still water level. In the case of standard wind turbine classes, the normal wind speed profile is given by the power law:

$$V(z) = V_{\text{hub}} (z/z_{\text{hub}})^{\alpha} \quad (6)$$

where, for normal wind conditions, the power law exponent, α , is 0,14.

6.4.3.3 Assessment of ambient free stream turbulence

The value of the ambient free stream turbulence standard deviation shall be determined using appropriate statistical techniques applied to measured and preferably de-trended data. Where topographical (shore line) or other local effects may influence the turbulence intensity, these effects shall be represented in the data. The characteristics of the anemometer, sampling rate and averaging time used to obtain measured data shall be taken into account when evaluating the turbulence intensity.

Where no site data for turbulence is available, the turbulence standard deviation σ_1 may be estimated using the surface roughness parameter z_0 derived from the Charnock expression for atmospheric conditions that are near-neutral:

$$z_0 = \frac{A_C}{g} \left[\frac{\kappa \cdot V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} \right]^2 \quad (7)$$

where

g is the acceleration due to gravity;

κ 0,4 is von Karman's constant, and

A_C is Charnock's constant.

A_C 0,011 is recommended for open sea and $A_C = 0,034$ may be used for near-coastal locations⁸.

The roughness of the sea surface increases with wind speed and thus the turbulence intensity will increase as a function of wind speed in near-neutral conditions. At many offshore sites, it has been found that average turbulence intensity offshore is high at low wind speeds, decreases to a minimum at wind speeds of approximately 8 to 12 ms⁻¹ (at 10 m reference height) and then increases slowly with increasing wind speed.

⁷ This assumption may not be valid at the tail of long-term probability distribution, for mean wind speeds exceeding V_{out} .

⁸ The surface roughness parameter and resulting turbulence standard deviation calculated using the Charnock equation apply for open sea conditions. Care should be taken in cases where the influence of shore topology and onshore roughness may lead to higher values of turbulence standard deviation. Use of the higher value of the coefficient is recommended unless site specific data confirm otherwise.

The roughness parameter is found by solving the above implicit equation and, in turn, the standard deviation of the longitudinal wind speed component may be calculated from

$$\sigma_1 = \frac{V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} + 1,28 \times d \times I_{15} \quad d = 4 \text{ m/s} \quad (8)$$

where I_{15} is the average value of hub height turbulence intensity determined at $V_{\text{hub}} = 15 \text{ m/s}$. The use of the assumption of near-neutral conditions (as equation (7)) will, in general, give low average values for the standard deviation of the longitudinal wind speed component and is not valid for representing tropical cyclone conditions.⁹

Models accounting for non-neutral atmospheric conditions offshore have been proposed. The models in "H. Wang, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor and H. G. Kim, *A new turbulence model for offshore wind turbine standards*, Wind Energy, Volume 17, Issue 10, pages 1587–1604, October 2014" may be applied if no other information is available. They represent three different levels of turbulence spanning the range from far offshore to very near-shore with complex terrain onshore. Care shall be taken when justifying the level to adopt.

In the absence of suitable site-specific data to estimate the turbulence standard deviation with a 1-hour averaging period, this may be assumed to be related to the 10-min average turbulence standard deviation by

$$\sigma_{i,1\text{-hour}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (9)$$

6.4.3.4 Assessment of wake effects from neighbouring wind turbines

The assessment of wake effects from neighbouring wind turbines shall be undertaken in accordance with the requirements stated in IEC 61400-1. Guidance is provided in IEC 61400-1:2018, Annex E, regarding site-specific conditions.

6.4.4 Assessment of marine conditions

6.4.4.1 Assessment of extreme wave conditions

The following extreme sea state parameters shall be estimated:

- the significant wave height with a return period of 50 years assuming a 3-hour reference period, $H_{s,50}$;
- the significant wave height with a return period of 1 year assuming a 3-hour reference period, $H_{s,1}$;
- the extreme individual wave height with a return period of 50 years, H_{50} and the associated range of wave periods;
- the extreme individual wave height with a return period of 1 year, H_1 and the associated range of wave periods;
- the extreme crest height with a return period of 50 years.

⁹ The standard deviation $4\text{m/s} \times I_{15}$ in equation (8) differs from $1,44\text{m/s} \times I_{15}$ specified in IEC 61400-1 because significantly larger standard deviations have been recorded at some offshore locations. Hence, this parameter should be carefully evaluated for the specific site, accounting for available information from similar or neighbouring sites. Further, the specification of Weibull-distributed turbulence intensity in the IEC 61400-1 class definition is not generally valid offshore, which influences the assessment of ETM.

The extreme significant wave height and the extreme individual wave height may be determined in several ways. The most appropriate approach is based on statistical analysis of peak storm significant wave heights of the metocean database above a certain threshold. The extreme individual wave heights may be established by convolution of the long-term distribution of the significant wave height H_s and peak spectral period T_p , with the conditional short term distribution of individual wave height H given the significant wave height H_s . Reference is made to ISO 19901-1. The extreme wave heights may, however, be limited by water depth.

Breaking waves may occur at the site of an offshore wind turbine depending on the water depth, sea floor slope, wave height, period and steepness. Based on an assessment of these parameters, the guidance provided in Annex B may be followed to determine the nature and dimensions of breaking waves based on site conditions. This informative annex also presents an empirical model of the distribution of wave heights in shallow water areas.

Annex H provides guidance on assessment of extreme wave conditions during tropical cyclone conditions.

In the case that the metocean data is insufficient to assess the extreme wave height and the range of associated wave periods, for deep water it may be assumed that:

$$H = 1,86 H_s \quad (10)$$

which is obtained as the most probable maximum wave in a 3-hour reference period sea-state with significant wave height H_s assuming a Rayleigh distribution of wave heights and 1 000 waves, i.e. the 0,1 % exceedance quantile of the Rayleigh distribution. Associated with this wave height, the following wave period range can be applied

$$11,1 \sqrt{H_s/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_s/g} \quad (11)$$

For a given wave height, the wave period has a depth-dependent lower limit which is determined from the breaking wave height limit, refer to Annex B. Note that in deep water the ratios H_{50}/H_{s50} and H_1/H_{s1} are usually in the range 1,9 to 2,0. For shallow water sites where measurements are not available, H_{50} and H_1 shall be assumed equal to the breaking wave height in cases where the latter is less than 2,0 times the value of the appropriate H_s .

6.4.4.2 Assessment of normal wave conditions

For the normal sea states, the site-specific metocean database shall be analysed in order to establish the long-term joint probability distribution of the following parameters:

- mean wind speed at hub height, V_{hub} ;
- significant wave height, H_s ;
- peak spectral period, T_p .

In 6.3.3.2.2 defining NSS a 1-hour averaging period is required for the establishment of the long-term joint probability distribution of V_{hub} , H_s , and T_p . If the available joint statistical data for V_{hub} , H_s , and T_p are based on a different averaging period, the data shall be converted to be based on a 1-hour averaging period for the wind speed. The correlation between V_{hub} , H_s , and T_p may increase with a longer averaging period because the build-up of waves under the influence of wind happens over a period of hours. However, depending on the specific characteristics of the site, the correlation may not change significantly with the averaging period and therefore it may be reasonable to assume that the long-term joint probability distribution of V_{hub} , H_s and T_p is independent of averaging period.

If necessary, the joint probability distribution shall be extended to include wind and wave directions although site-specific measurements allowing the derivation of the joint occurrence of these five parameters are often not available¹⁰. The resolution of the joint probability distribution shall be such that the interval of any wind speed bin shall be 2 m/s or less, the interval of any significant wave height bin shall be 0,5 m or less, and the interval of any wave period bin shall be 0,5 s or less. If directional data are available, the widths of wind and wave direction sectors shall be 30° or less.

There is no requirement for assessment of site-specific wave spectra and directional spreading and the standard formulations provided in ISO 19901-1 may be assumed. Where appropriate and reliable measurements exist, site-specific wave spectra and the directional spreading function may, however, be assessed as the basis of design and/or design verification of an offshore wind turbine.

6.4.4.3 Assessment of currents

In addition to their impact on the loading of the support structure of an offshore wind turbine, currents affect the location and orientation of boat landings and fenders and may create seabed scouring.

Sea currents shall be assessed taking into account components associated with tidal, storm surge and wind-generated currents, where these are relevant to the wind turbine site. The velocity and directional characteristics of each significant component of sea current at the site shall be separately assessed.

Extreme sea surface current velocities having 1 year and 50 year return periods shall be determined from analysis of the site-specific metocean database.

There is no requirement for assessment of site-specific variation of current velocity with depth and the standard profiles provided in 6.3.3.3 may be assumed. Where appropriate and reliable measurements exist, site-specific current profiles may, however, be assessed as the basis of design and/or design verification of an offshore wind turbine.

6.4.4.4 Assessment of water level, tides and storm surges

The mean and fluctuation in water level at the wind turbine site shall be assessed in order to determine the following parameters:

- mean sea level (MSL);
- highest astronomical tide (HAT) and lowest astronomical tide (LAT);
- highest still water level (HSWL) including positive storm surge;
- lowest still water level (LSWL) including negative storm surge.

These parameters shall be determined from the site-specific metocean database. Accurate estimates of storm surge require a long data set. Long-term measurements or hindcasts available from a nearby location may be used together with correlation techniques to derive the site-specific storm surge characteristics.

6.4.4.5 Assessment of sea/lake ice

At sites where ice is expected to occur, its physical properties shall be taken into consideration for the design of support structures of offshore wind turbines.

The site-specific properties of the ice should be described in the design documentation.

¹⁰ It should be noted that an assumption of co-directionality of wind and waves may not be conservative for sites where large misalignment between wind and wave directions is common.

There are several parameters to be assessed, some of which can be measured, others calculated from empirical formulae and others determined from sources of historical data such as ice atlases.

The most relevant parameters are listed below:

- sheet ice thickness with a 50-year return period, h_{50} ;
- the dimensions of thick ice features of finite extent (such as ridges) entrained within the ice which may interact with the structure, including the consolidated layer thickness h_c , with a 50-year return period;
- ice strength coefficient C_R ;
- ice density;
- current speed at 1 m below ice lower surface;
- wind speed at 10 m above surface, acting on the ice sheets and ridges;
- water level fluctuation;
- water salinity;
- water density;
- air density;
- freezing degree-days;
- wind drag coefficient C_W ;
- current drag coefficient C_C ;
- frequency of ice concentrations.

Annex D provides definitions of the parameters needed to be assessed to calculate ice loads.

6.4.4.6 Assessment of marine growth

The thickness of marine growth and its dependence on depth below sea level shall be assessed based on applicable recommendations, local experience and existing measurements. Site-specific studies may be necessary to establish the nature, likely thickness and depth dependence of marine growth¹¹.

6.4.4.7 Assessment of seabed movement and scour

The stability of the seabed shall be assessed. It shall be determined whether the bathymetry and soil configuration at the site require consideration of the possibility of slope failure, slides, cavity failure or erosion phenomena. Settlement and soil liquefaction shall in general be taken into account for the design of gravity base foundations.

Based on observations, sea floor variations can usually be characterised as a combination of the following:

- local scour characterised by steep sided scour pits around structural elements such as piles and pile groups;
- global scour characterised by shallow scoured basins of large extent around a structure, possibly caused by overall structure effects, multiple structure interaction, or wave-soil-structure interaction;
- overall seabed movement of sand waves, ridges and shoals which would occur in the absence of a structure. Such movements can result in the lowering or rising of the sea

¹¹ Information regarding marine growth is available for some areas (North Sea, Persian Gulf, West African coast, Gulf of Mexico, coast of California, East coast of Canada), refer to ISO 19901-1.

floor, or repeated cycles of these. The addition of man-made structures may change the local sediment transport regime which can aggravate erosion, cause accumulation, or have no effect.

Seabed movement and scour can result in removal of vertical and lateral support for foundations, causing undesirable settlements and displacements of shallow foundations, overstressing of foundation elements and change of the dynamic properties of the wind turbine structure. Where scour is a possibility, it shall be taken into account in design and/or its mitigation shall be considered.

The extent of scour and the required scour protection at the wind turbine site shall be determined:

- on the basis of previous records from nearby sites or sites with similar sea floor characteristics;
- from model tests; or
- from calculations calibrated by prototype or model tests.

6.4.5 Assessment of other environmental conditions

6.4.5.1 General

The parameters specified in 6.3.5 shall be assessed.

6.4.5.2 Other normal environmental conditions

Normal values for the environmental parameters given below may be assumed as follows:

- ambient air temperature range of $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- relative humidity of up to 100 %;
- solar radiation intensity of $1\,000\text{ W/m}^2$;
- air density of $1,225\text{ kg/m}^3$;
- water density of $1\,025\text{ kg/m}^3$;
- water temperature range of $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Where there are no site data for the air density, it shall be assumed that the air density is consistent with ISO 2533:1975, suitably corrected for annual average temperature.

When additional external conditions are specified by the designer, the parameters and their values shall also be stated in the design documentation and shall conform to the requirements of IEC 60721-2-1.

6.4.5.3 Other extreme environmental conditions

6.4.5.3.1 General

Other extreme environmental conditions that shall be considered for design of an offshore wind turbine include temperature, lightning, ice, and earthquakes.

6.4.5.3.2 Temperature

In the absence of site-specific data, the extreme ambient air temperature range for offshore wind turbines may be assumed to be $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

In the absence of site-specific data, the extreme water temperature range for offshore wind turbines may be assumed to be $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6.4.5.3.3 Lightning

Lightning strikes of offshore wind turbines may be more frequent and more severe than onshore. The provisions for lightning protection required in IEC 61400-24 may be considered as adequate for offshore wind turbines.

6.4.5.3.4 Icing

No minimum ice requirements are given for offshore wind turbines in the standard wind turbine classes. Ice build-up on the wind turbine parts shall be considered from

- moisture and debris at temperatures around and below 0 °C;
- spray of the wave crest at temperatures below 0 °C.

6.4.5.3.5 Earthquakes

Where relevant, assessment of earthquake conditions shall be performed according to 11.6 of IEC 61400-1:2018.

6.4.6 Assessment of electrical network conditions

For the assessment of electrical network conditions reference is made to Subclause 11.7 of IEC 61400-1:2018. In the absence of site data, a loss of electrical connection for a continuous period of 3 months shall be considered to be the extreme condition.

6.4.7 Assessment of soil conditions

Soil investigations shall be performed to provide adequate information to characterise soil properties throughout the depth and area that will affect or be affected by the foundation structure. The investigations shall in general include the following:

- geological survey of the site;
- bathymetric survey of the sea floor including registration of boulders, sand waves or obstructions on the sea floor;
- geophysical investigation;
- geotechnical investigations consisting of in-situ testing and laboratory tests.

In order to develop the required foundation design parameters, data obtained during the investigations shall be considered in combination with an evaluation of the shallow geology of the region. If practical, the soil sampling and testing program should be defined after reviewing the geophysical results.

Soil investigations shall include one or more soil borings to provide soil samples for in-situ tests and laboratory tests to determine data suitable for definition of engineering properties. The number and depths of borings required shall depend on the number and location of wind turbine foundations in the offshore wind farm, the soil variability in the vicinity of the site, the type of foundation, and the results of any preliminary geophysical investigations. Cone penetration tests (CPT) and shallow vibro-core borings may be used to supplement soil borings in the soil investigation. Site-specific soil data shall in principle be established for each foundation within the wind farm. CPTs may be used for this purpose at wind turbine locations where soil boring is not undertaken. For calibration of the CPTs, one CPT shall be performed in the vicinity of one of the soil borings.

The soil investigation shall provide the following data as the basis of the foundation design:

- data for soil classification and description of the soil;
- shear strength parameters, including soil degradation effects;
- deformation properties, including consolidation parameters;

- permeability;
- stiffness and damping parameters for prediction of the dynamic properties of the wind turbine structure.

For each soil layer, these engineering properties shall be thoroughly evaluated by means of appropriate in situ and laboratory testing.

The assessment of soil conditions shall also consider the potential for soil liquefaction, long-term settlement and displacement of the foundation structure as well as the surrounding soil, hydraulic stability and soil stability characteristics.

7 Structural design

7.1 General

The integrity of the load-carrying components of an offshore wind turbine structure shall be verified and an acceptable safety level shall be ascertained. The ultimate and fatigue strength of structural members shall be verified by calculations, tests or both to demonstrate the structural integrity of an offshore wind turbine with the appropriate safety level.

The structural analysis shall be based on ISO 2394.

Calculations shall be performed using appropriate methods. Descriptions of the calculation methods shall be provided in the design documentation. The descriptions shall include evidence of the validity of the calculation methods or references to suitable verification studies. The load level in any test for strength verification shall correspond with the safety factors appropriate for the characteristic loads according to 7.6.

Support structure, rotor, and drive train resonances shall be identified for the frequency range up to and including 2 times the blade passing frequency excitation. Possible resonances shall be investigated at turbulence levels of 30 % of the NTM class C design turbulence for DLC 1.2. If high resonant loads are found at low turbulence, means shall be taken to avoid the resonances or they shall be included in the design loads.

7.2 Design methodology

It shall be verified that limit states are not exceeded for the wind turbine design. Model testing and prototype tests may also be used as a substitute for calculation to verify the structural design, as specified in ISO 2394.

The design calculations shall be based on validated methods and recognised codes.

In accordance with IEC 61400-1, the design calculation model shall be validated by load measurements. Such measurements shall be made on an onshore or offshore wind turbine that is dynamically and structurally similar to, but may differ in detail (such as an alternative support structure) from the turbine designed. Requirements for load measurements can be found in IEC 61400-13.

7.3 Loads

7.3.1 General

Loads described in 7.3.2 through 7.3.7, shall be considered for the design calculations.

7.3.2 Gravitational and inertial loads

Gravitational and inertial loads are static and dynamic loads resulting from gravity, vibration, rotation and seismic activity.

The allowable tolerances in tower verticality shall be stated in the design documentation and shall include initial and long-term effects due to permanent soil subsidence. The effect of tower verticality on gravitational loads shall be taken into account separately during the structural analysis of tower and foundation.

7.3.3 Aerodynamic loads

Aerodynamic loads are static and dynamic loads that are caused by the airflow and its interaction with the stationary and moving parts of wind turbines.

The airflow is dependent upon the average wind speed and turbulence across the rotor plane, the rotational speed of the rotor, the density of the air, and the aerodynamic shapes of the wind turbine components and their interactive effects, including aeroelastic effects.

It is not required in the aerodynamic load calculations to account for geometric tolerances in tower verticality of less than or equal to 3°.

7.3.4 Actuation loads

Actuation loads result from the operation and control of wind turbines. They are in several categories including torque control from a generator/inverter, yaw and pitch actuator loads and mechanical braking loads. In each case, it is important in the calculation of response and loading to consider the range of actuator forces available, including friction. In particular, for mechanical brakes, the range of friction, spring force or pressure as influenced by temperature and ageing shall be taken into account in checking the response and the loading during any braking event.

7.3.5 Hydrodynamic loads

Hydrodynamic loads are dynamic loads which are caused by the water flow and its interaction with the support structure of an offshore wind turbine.

The hydrodynamic loads are dependent on the kinematics of the water flow, the density of the water, the depth of the water, the shape of the support structure and their interactive effects, including hydroelastic effects.

Those parts of an offshore wind turbine support structure which are not designed to be exposed to hydrodynamic loads shall be positioned at an elevation which provides a clearance (air gap) relative to the expected value of the highest crest elevation with a return period of 50 years, accounting for the highest astronomical tide, positive storm surge, the crest height of the extreme wave, and motion of the support structure. The air gap should be greater than or equal to $0,2 \times H_{s50}$, with a minimum value of 1 m. However, for sites where the extreme conditions are due to tropical cyclones, regional guidelines for determining the air gap shall be considered.

Hydrodynamic loads arising from wave “run-up” should be considered, particularly for the design of external platforms and appurtenances.

7.3.6 Sea/lake ice loads

Sea ice loads acting on an offshore wind turbine are both static and dynamic loads. Static loads have their origin either in temperature fluctuations or changes in water level in a fast ice cover. Dynamic loads are caused by wind and current induced motion of ice floes and their failure in contact with the support structure.

The relevance of ice loads, at sea or in lakes, to the design of the support structure depends on the specific location and characteristics of the offshore wind turbine site. Guidance with regard to ice load calculations is provided in Annex D.

7.3.7 Other loads

Other loads such as wake loads, vessel impact loads, vortex-induced vibrations, etc., may occur and shall be included where appropriate. For other loads associated with cold climate, see IEC 61400-1:2018, Clause 14 and Annex L.

Where relevant, earthquake loads shall be considered according to IEC 61400-1:2018, 11.6. A time domain simulation is required for the load calculation of the support structures of offshore wind turbines. Appropriate modelling methods shall be used for specific support structure types, e.g. an interaction model is needed for a monopile support structure while a sway-rocking model can be used for a gravity base structure. See ISO 3010:2017, Annex H for more detail. In addition, hydrodynamic loads from waves resulting from sub-sea earthquakes (tsunamis) may need to be considered.

Hydrostatic loads acting on the support structure because of internal and external pressures and resulting buoyancy shall be taken into account where appropriate.

7.4 Design situations and load cases

7.4.1 General

This subclause describes the design load cases for an offshore wind turbine and specifies a minimum number to be considered.

For design purposes, the life of an offshore wind turbine can be represented by a set of design situations covering the most significant conditions that an offshore wind turbine may experience.

The load cases shall be determined from the combination of operational modes or other design situations, such as specific assembly, erection or maintenance conditions, with the external conditions. All relevant load cases with a reasonable probability of occurrence shall be considered, together with the behaviour of the control system. The design load cases used to verify the structural integrity of an offshore wind turbine shall be calculated by combining the following:

- normal design situations and appropriate normal or extreme external conditions;
- fault design situations and appropriate external conditions;
- transportation, installation and maintenance design situations and appropriate external conditions.

If correlation exists between an extreme external condition and a fault situation, a realistic combination of the two shall be considered as a design load case.

Within each design situation, several design load cases shall be considered. As a minimum the design load cases in Table 2 shall be considered. In that table, the design load cases are specified for each design situation by the description of the wind, marine, electrical and other external conditions. Additionally, if the offshore wind turbine is to be installed at a site where sea/lake ice is expected to occur, the design load cases presented in Table 3 shall be considered.

If the offshore wind turbine controller can, during design load cases with a deterministic wind model, cause a wind turbine to shut down prior to reaching maximum yaw angle and/or wind speed, then it shall be shown that the turbine can reliably shut down under turbulent conditions with the same deterministic wind condition change.

Other design load cases shall be considered, if relevant to the structural integrity of the specific wind turbine design.

The designer shall ensure that the load envelope includes the effects of all parameter variations that may lead to increased loads. This would include for example, azimuth angle, wave heights, variations in water depth, etc.

The designer shall consider the effect on loading of reducing the values of environmental and wind turbine status parameters below the limiting values defined here and in IEC 61400-1.

It is possible for the designer to show that variations in certain parameter values are not significant and thereby to exclude or reduce consideration of these parameters in the load case simulations. Typically this requires the use of a limited number of simulations to demonstrate that variations in the parameter are not significant. This may be extended to the elimination of certain external actions if these can be similarly shown to be insignificant. Such loading mechanisms may include currents, waves or elements of this process such as wave kinematics.

For bottom fixed support structures with a natural frequency of the first support structure eigenmode above 0,2 Hz, waves and currents may be ignored for DLCs 1.3, 1.4, 1.5, 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, 3.2, 3.3, 4.2, and 5.1. The mass of water enclosed in sub-structure members should not be neglected.

For each design load case, the appropriate type of analysis is stated by “F” and “U” in Table 2. “F” refers to analysis of fatigue loads, to be used in the assessment of fatigue strength. “U” refers to the analysis of ultimate loads, with reference to material strength, blade tip deflection and structural stability.

The design load cases indicated with “U”, are classified as normal (N) or abnormal (A). Normal design load cases are expected to occur frequently. The turbine is in a normal state or may have experienced minor faults or abnormalities. Abnormal design situations are less likely to occur. They usually correspond to design situations with severe faults that result in activation of system protection functions. The type of design situation, N or A, determines the partial safety factor γ_f to be applied to the ultimate loads. These factors are given in Table 3 of IEC 61400-1:2018.

For guidance on the required number and length of simulations refer to 7.5.6.

Table 2 – Design load cases

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ rotor-nacelle assembly	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	For extrapolation of extreme loads on the rotor-nacelle assembly	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of H_s , T_p , V_{hub}	MIS, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}$, V_r , $V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Normal control system fault or loss of electrical network or primary layer control function fault (see 7.4.3)	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Abnormal control system fault or secondary layer protection function related fault (see 7.4.3)	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or $\geq$ MSL	Control system fault, electrical fault or loss of electrical network	F	*
	2.5	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Low voltage ride through	U	N
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
5) Emergency stop	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_{ref}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR		U	N
	6.2	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_{ref}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.3	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{out} < V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s , T_p , V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of H_s , T_p , V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	See 7.4.9 for guidance. Design conditions shall be stated in the design basis.						U	N
	8.2	EWM $V_{hub} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	COD, UNI	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s , T_p , V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL	No grid during installation period	F	*
	8.4	See 7.4.9 for guidance. Design conditions shall be stated in the design basis.						F	*

The following abbreviations are used in Table 2 and Table 3:

COD	co-directional (see 6.3.3.2)
DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change (see IEC 61400-1)
ECM	extreme current model (see 6.3.3.3.5)
EDC	extreme direction change (see IEC 61400-1)
EOG	extreme operating gust (see IEC 61400-1)
ESS	extreme sea state (see 6.3.3.2.4)
EWLR	extreme water level range (see 6.3.3.4.3)
EWM	extreme wind speed model (see IEC 61400-1)
EWS	extreme wind shear (see IEC 61400-1)
MIS	misaligned (see 6.3.3.2)
MSL	mean sea level (see 6.3.3.4)
MUL	multi-directional (see 6.3.3.2)
NCM	normal current model (see 6.3.3.3.4)
NTM	normal turbulence model (see IEC 61400-1)
NWLR	normal water level range (6.3.3.4.2)
NWP	normal wind profile model (see IEC 61400-1)
NSS	normal sea state (see 6.3.3.2.2)
SSS	severe sea state (see 6.3.3.2.3)
UNI	uni-directional (see 6.3.3.2)
$V_r \pm 2 \text{ m/s}$	sensitivity to all wind speeds in the range shall be analysed
F	fatigue (see 7.6.3)
U	ultimate strength (see 7.6.2)
N	normal
A	abnormal
*	partial safety factor for fatigue (see 7.6.3)

When a wind speed range is indicated in Table 2, wind speeds leading to the most adverse condition for wind turbine design shall be considered. The range of wind speeds may be represented by a set of discrete values, in which case the resolution shall be sufficient to assure accuracy of the calculation¹². In the definition of the design load cases, reference is made to the wind and marine conditions described in Clause 6.

In the further specifications of design load cases (DLCs) in 7.4.2 to 7.4.10, some DLCs allow alternative formulations. Where alternatives are mentioned, the party designing to this document shall decide which alternative shall be used throughout the analysis of the DLC.

For calculation of the loads acting on the rotor-nacelle assembly and with the exception of those design load cases that involve a transient change in mean wind direction (DLC 1.4 and 3.3), it may generally be assumed that the waves are always co-directional with the wind, and that both the wind and waves act from a single direction (uni-directional)¹³.

¹² In general, a resolution of 2 m/s is considered sufficient. However, in the wind speed range where the power curve rises quickly, a finer resolution of wind speed may be required to ensure accuracy.

¹³ For DLC 1.4 and 3.3, the wind and waves may be assumed to be co-directional and uni-directional prior to the transient change in mean wind direction.

The multi-directionality of the wind and waves may, in some cases, have an important influence on the loads acting on the support structure depending primarily on the extent to which the support structure is non-axisymmetric. For some design load cases as indicated in Table 2, the load calculations may be undertaken by assuming that the wind and waves are acting from a single, worst case direction (uni-directional). In these cases, however, the structural integrity shall be verified by application of the calculated worst caseloads to relevant directional orientations of the support structure.

The mean or extreme yaw misalignment to be considered for each design load case shall be as stated in IEC 61400-1. The yaw misalignment is defined as the horizontal deviation of the wind turbine rotor axis from the wind direction.

7.4.2 Power production (DLC 1.1 to 1.6)

In this design situation, an offshore wind turbine is running and connected to the electric load. The assumed wind turbine configuration shall take into account rotor imbalance. The maximum mass and aerodynamic imbalances (e.g. blade pitch and twist deviations) specified for rotor manufacture shall be used in the design calculations.

In addition, deviations from theoretical optimum operating situations such as yaw misalignment and control system tracking errors shall be taken into account in the analyses of operational loads.

Design load cases (DLCs) 1.1 and 1.2 embody the requirements for loads resulting from atmospheric turbulence (NTM) and stochastic sea states (NSS) that occur during normal operation of an offshore wind turbine throughout its lifetime.

Analysis of DLC 1.1 is required only for calculation of the ultimate loads acting on the rotor-nacelle assembly. The calculations for DLC 1.1 shall be based on statistical extrapolation of the load response results of multiple simulations of stochastic sea states and turbulent inflow for a range of mean wind speed.

For calculation of the loads acting on the rotor-nacelle assembly, the statistical analysis of DLC 1.1 simulation data (see IEC 61400-1:2018, 7.6.2.2 and Annex G) shall include at least the calculation of extreme values of the blade root in-plane moment and out-of-plane moment and tip deflection. If the extreme design values of the blade root moments derived from DLC 1.1 are exceeded by the extreme design values derived for DLC 1.3, the further analysis of DLC 1.1 may be omitted.

If the extreme design values of the blade root moments derived from DLC 1.1 are not exceeded by the extreme design values derived for DLC 1.3, the factor c for the extreme turbulence model used in DLC 1.3 (see IEC 61400-1) may be increased until the extreme design values of the blade root moments computed in DLC 1.3 are equal to or exceed the relevant extremes. The characteristic values of the loads relevant for other turbine components may be determined from this analysis based on DLC 1.3 with the increased c value. As an alternative to this analysis, the appropriate characteristic values of all load components relevant for each specific turbine component may be directly determined or extrapolated from the simulation.

For DLC 1.2, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed. A single value of significant wave height may be considered for each relevant mean wind speed. The designer shall, however, ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters. The significant wave height, peak spectral period, wave direction and water level for each normal sea state shall be considered, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters. See 7.6.3 regarding turbine availability.

DLC 1.3 embodies the requirements for ultimate loading resulting from extreme turbulence conditions. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed for this design load case (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

Wake effects shall be considered for DLC 1.2 and DLC 1.3 – see IEC 61400-1:2018, Annex E for guidance. Wake effects may be included using either the Added Wake Turbulence model or the Dynamic Wake Meandering model.

DLC 1.4 and 1.5 specify transient cases which have been selected as potentially critical events in the life of an offshore wind turbine. For these load cases, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

For DLC 1.4 it may be assumed that the wind and waves are co-directional prior to the transient change in wind direction.

DLC 1.6 embodies the requirements for ultimate loading resulting from normal turbulence (NTM) and severe sea state (SSS) conditions. Response calculations shall take proper account of the dynamic response to wind, wave and current loads as well as non-linear wave kinematics. To ensure this the load case shall be analysed using simulations of turbulent inflow in combination with stochastic sea states which each include at least one non-linear wave of height equal to the extreme wave height appropriate to the SSS. Sea state parameters are determined as described in 6.3.3.2.3. Subclause 7.5.6 specifies how simulations shall be performed to fulfil the requirements of DLC 1.6.

7.4.3 Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.1 – 2.5)

7.4.3.1 General

This design situation involves a transient event triggered by a fault or the loss of electrical network connection while the turbine is producing power. Any fault in the control and protection system, or internal fault in the electrical system, significant for wind turbine loading (such as generator short circuit) shall be considered. This design situation is considered to be relevant for fatigue analysis as well, see DLC 2.4.

A failure mode and effect analysis (FMEA) or equivalent fault analysis shall be carried out to determine fault events relevant for the wind turbine loading.

The azimuth position for the rotor at the time of a fault may have significant influence on the load level. The azimuth position at time of occurrence of the fault should be randomly selected.

Faults in the control system shall be considered in DLC 2.1 and DLC 2.2 as described in 7.4.3.2. For architectures where turbine safety is ensured by two independent sets of functions (via primary layer control functions and secondary layer protection functions), the method described in 7.4.3.3 may be used.

See IEC 61400-1:2018, Clause 8 for guidance on identification of failure modes, assessment of failure mode return periods, fault exclusions, and measures to avoid common-cause failures.

7.4.3.2 Control system failure (DLC 2.1 and DLC 2.2) – Quantitative approach

For DLC 2.1, the following shall be considered as normal events:

- a) control function failure related events that have an expected failure mode return period that is equal to or less than 50 years,
- b) control function failure related events where the expected failure mode return period cannot be obtained,
- c) loss of electrical network connection.

For events with expected failure mode return periods between 10 years and 50 years, the partial load factor applied is found as function of the failure mode return period as stated in IEC 61400-1:2018, Table 3.

For DLC 2.2, control function failure events or internal electrical and mechanical system faults with expected failure mode return period greater than 50 years shall be considered as abnormal.

Fault events with a return period in excess of 2 000 years and fault events that are not relevant for wind turbine loading may be disregarded. The fault event return period is based on the statistical calculation of the probability of an event whereby a control or internal electrical system part being in or entering a failed state such that a structural failure could occur.

7.4.3.3 Control system failure (DLC 2.1 and DLC 2.2) – Two-layer approach

This approach can be used for control system architectures consisting of two independent layers. Within this approach:

- 1) primary layer control and protection functions aim to keep the turbine operating parameters within their normal operating limits and their design limits, respectively, and
- 2) secondary layer protection functions aim to keep the turbine operating parameters within their design limits. These shall be activated as a result of failure of the primary layer control functions or as a result of the effects of an internal or external failure or dangerous event.

For DLC 2.1, primary layer control function faults, activation of primary layer protection functions or loss of electrical network connection shall be considered as normal events. Control function faults which lead to exceedance of the limits and the activation of the secondary layer protection functions shall be included in DLC 2.2.

Primary layer control function faults considered in DLC 2.1 typically include faults relating to rotor speed, yaw angle and blade pitch angles.

For DLC 2.2, rare events that have relevance for the wind turbine loading, including faults relating to activation of secondary layer protection functions, shall be considered as abnormal. Such faults may include erroneous activation of actuators, non-activation of braking systems and blocking of the pitch system. This load case shall at least address the following: independent overspeed protection, generator overload/fault protection, uncontrolled blade pitch protection (blade pitch runaway), uncontrolled yaw protection and excessive vibration or shock protection.

7.4.3.4 Other power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.3 – 2.5)

For DLC 2.3, the potentially significant wind event, the extreme operating gust (EOG), is combined with loss of one or more phases in a multiphase electrical network connection and considered as an abnormal event. In this case, the timing of these two events shall be chosen to achieve the worst loading.

As an alternative to the specification of DLC 2.3 above and in Table 2, DLC 2.3 may instead be considered as a normal event (i.e. a partial safety factor for load of 1,35) to be analysed using combined stochastic wind and wave simulations ($NTM - V_{in} < V_{hub} < V_{out}$) combined

with an internal or external electrical system fault (including loss of electrical network connection). In this case 12 response simulations shall be carried out for each considered mean wind speed. For each response simulation the extreme response after the electrical fault has occurred is sampled. The fault shall be introduced after the effect of initial conditions has become negligible. For each mean wind speed, a nominal extreme response is evaluated as the mean of the 12 sampled extreme responses plus 3 times the standard deviation of the 12 samples. The characteristic response value for DLC 2.3 is determined as the extreme value among the nominal extreme responses.

If a fault or loss of electrical network connection does not cause an immediate shutdown and the subsequent loading can lead to significant fatigue damage, the likely duration of this situation along with the resulting fatigue damage in normal turbulence conditions (NTM) shall be evaluated in DLC 2.4¹⁴.

For DLC 2.5, the event of low voltage ride through (LVRT)¹⁵ is considered as normal. The design low voltage ride through event shall be specified by voltage drop and duration.

For DLC 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 and 2.5, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

7.4.4 Start up (DLC 3.1 to 3.3)

This design situation includes all the events resulting in loads on an offshore wind turbine during the transients from any standstill or idling situation to power production. The number of occurrences shall be estimated based on the control system behaviour¹⁶.

For DLC 3.2, at least four different timing events between the EOG and the startup event shall be considered for each wind speed. The first timing shall be chosen so that the beginning of the EOG occurs when the power production reaches 50 % of maximum power. The last timing shall be chosen so that the beginning of the EOG occurs when the power production reaches 95 % of maximum power. At least two additional timings shall be chosen, evenly distributed within the interval from 50 % to 95 % of maximum power.

For each wind speed, the characteristic value of the load may be computed as the average value of the extreme computed transient value for each of the 4 defined distinct points of time.

¹⁴ The manufacturer shall estimate the expected frequency/duration for the events. If there is no relevant data/information available, the following frequency/duration may be applied for the below listed events:

- 10 shut-downs per year for overspeed event,
- 24 hours per year of operation for events with yaw error,
- 24 hours per year of operation for events with pitch error,
- 20 times per year with loss of electrical network connection.

¹⁵ Low voltage ride through situations are normally defined by the electrical utilities as situations with grid disturbances or failures the wind turbine should be able to handle without shutting down. The reason for a demand for riding through these situations is that if the wind turbines (especially in wind farms) shut down, it can result in a collapse of the grid.

¹⁶ If historical data on start-ups for similar wind turbines are unavailable, the following annual frequencies for DLC 3.1 may be assumed:

- 1 000 start-up procedures at V_{in} ,
- 50 start-up procedures at V_r and
- 50 start-up procedures at maximum start-up wind speed.

As an alternative to the EOG gust, the DLC 3.2 may instead be analysed using at least 12 stochastic wind simulations for each mean wind speed with the ETM. For each mean wind speed, a nominal extreme response is evaluated as the mean of the simulated extremes.

For DLC 3.1, 3.2 and 3.3, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

For DLC 3.3, it may be assumed that the wind and waves are co-directional prior to the transient change in wind direction.

7.4.5 Normal shutdown (DLC 4.1 to 4.2)

This design situation includes all the events resulting in loads on an offshore wind turbine during normal transient situations from a power production situation to a standstill or idling condition. The number of occurrences shall be estimated based on the control system behaviour¹⁷.

For DLC 4.2, the timing of the gust and the shutdown event shall be chosen such that the EOG gust starts at different times relative to the shutdown, with a minimum of six events evenly distributed from 10 s before the beginning of the shutdown until the time at which the power reaches 50 % of the initial power production level.

At least 4 evenly distributed rotor azimuth positions shall be applied for each distinct point of time. For each wind speed, the characteristic value of the load may be computed as the mean value of the extreme computed loads among all timings and azimuth positions considered.

If, due to the safety and control system, a shutdown event is automatically triggered during the EOG gust, that event shall also be considered in the analysis.

As an alternative to the EOG gust, the DLC 4.2 may instead be analyzed using at least 12 stochastic wind simulations for each mean wind speed with the ETM. For each mean wind speed a nominal extreme response is evaluated as the mean of simulated extremes.

For DLC 4.1 and 4.2, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

7.4.6 Emergency stop (DLC 5.1)

Loads arising from activation of the emergency stop button shall be considered.

The azimuth position for the rotor at the time of activation may have significant influence on the load level. The azimuth position at time of occurrence of the fault should be random.

For DLC 5.1, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

¹⁷ If historical data on shut-downs for similar wind turbines are unavailable, the following annual frequencies for DLC 4.1 may be assumed:

- 1 000 shut-down procedures at V_{in} ,
- 50 shut-down procedures at V_r and
- 50 shut-down procedures at V_{out} .

7.4.7 Parked (standstill or idling) (DLC 6.1 to 6.4)

In this design situation, the rotor of a parked wind turbine is either in a standstill or idling condition. DLC 6.1, 6.2 and 6.3 shall be analysed to determine ultimate loads for this condition, whereas DLC 6.4 is concerned with fatigue loading.

For DLC 6.1 and 6.2, the combination of extreme wind and wave conditions shall be such that the global extreme environmental action has a combined return period of 50 years. Annex I provides guidance on safety levels for tropical cyclone conditions.

For DLC 6.1, 6.2 and 6.3 response calculations shall make proper account of dynamic response to wind, wave and current loads as well as non-linear wave kinematics. To ensure this the DLC shall be analysed using simulations of turbulent inflow in combination with stochastic sea states which each include at least one non-linear wave of height equal to the extreme wave height. Sea state parameters are determined as described in 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5, and 6.3.3.4.3. IEC 61400-1 allows the use of a steady wind model for these DLCs whereas IEC 61400-3-1 requires the use of a turbulent EWM.

In DLC 6.1, 6.2 and 6.3, misalignment of the wind and wave directions shall be considered for calculation of the loads acting on the support structure. Where appropriate site-specific measurements of wind and wave directions are available, these shall be used to derive the range of misalignment angles relevant to the combination of extreme wind and wave conditions associated with these design load cases. Load calculations shall then be based on values of misalignment within this range that result in the highest loads acting on the support structure.

In the absence of appropriate site-specific wind and wave directional data, the misalignment within a range of $\pm 30^\circ$ that results in the highest loads acting on the support structure shall be considered.

If slippage in the wind turbine yaw system can occur at the characteristic load, the largest possible unfavourable slippage shall be added to the mean yaw misalignment. If the wind turbine has a yaw system where yaw movement is expected in the extreme wind situations (e.g. free yaw, passive yaw or semi-free yaw), the turbulent wind model shall be used and the yaw misalignment will be governed by the turbulent wind direction changes and the turbine yaw dynamic response. Also, if the wind turbine is subject to large yaw movements or change of equilibrium during a wind speed increase from normal operation to the extreme situation, this behaviour shall be included in the analysis.

In DLC 6.1, for an offshore wind turbine with active yaw system, a mean yaw misalignment of $\pm 8^\circ$ using the turbulent extreme wind model shall be imposed, provided that the absence of slippage in the yaw system can be assured. Note that this document does not consider an extreme steady wind model.

The response shall be estimated using full dynamic simulation. Subclause 7.5.6 specifies how simulations shall be carried out to fulfil the requirements for DLC 6.1.

In DLC 6.2, a loss of the electrical power network at an early stage in a storm containing the extreme wind situation shall be assumed. Unless power back-up is provided for the control and yaw system with a capacity for yaw alignment for a period of at least 6 hours, the effect of a wind direction change of up to $\pm 180^\circ$ shall be analysed.

In DLC 6.3, the extreme wind with a 1-year return period shall be combined with an extreme yaw misalignment. An extreme yaw misalignment of up to $\pm 20^\circ$ using the turbulent wind model shall be assumed.

For DLC 6.2 and 6.3, modelling requirements may be met by use of the same methods as described above for DLC 6.1, refer to 7.5.6.

If for the cases DLC 6.1, DLC 6.2 and DLC 6.3, yaw misalignment is evaluated using discrete values, the increment in yaw misalignment shall be not more than 10° in the sector of the maximum lift force on the blades.

In DLC 6.4, the expected number of hours of non-power production time at a fluctuating load appropriate for each wind speed where significant fatigue damage can occur to any component (e.g. from weight of idling blades) shall be considered. Particular account shall be taken of the resonant loading of the support structure due to excitation by the waves and influence of the low aerodynamic damping available from the rotor in a standstill or idling condition. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed. The significant wave height, peak spectral period and direction for each normal sea state shall be selected, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters appropriate to the anticipated site. The designer shall ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters.

For offshore wind turbines installed in areas affected by tropical cyclones, additional design considerations may be needed to maintain the same safety level as for offshore wind turbines installed in extra-tropical regions. Annex I proposes an approach based on robustness level analysis and describes two additional load cases to investigate the response of a parked offshore wind turbine to cyclone metocean conditions.

7.4.8 Parked plus fault conditions (DLC 7.1 to 7.2)

Deviations from the normal behaviour of a parked wind turbine, resulting from faults on the electrical network or in the wind turbine, shall require analysis. As a minimum, failures in the following systems shall be evaluated: brake system, pitch system and yaw system.

In case of a fault in the yaw system, yaw misalignment of $\pm 180^\circ$ shall be considered. If for the cases DLC 7.1 with fault in the yaw system, yaw misalignment is evaluated using discrete values, the increment in yaw misalignment shall be not more than 10° in the sector of the maximum lift force on the blades. For any other fault, yaw misalignment shall be consistent with DLC 6.1.

In DLC 7.1, the fault condition shall be combined with extreme wind and wave conditions, so that the global extreme environmental action has a combined return period of 1 year. Sea state parameters are determined as described in 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5, and 6.3.3.4.2.

For DLC 7.1 modelling requirements may be met by use of the same methods as described above for DLC 6.1, refer to 7.5.6.

In DLC 7.1, misalignment of the wind and wave directions shall be considered for calculation of the loads acting on the support structure. Where appropriate site-specific measurements of wind and wave directions are available, these shall be used to derive the range of misalignment angles relevant to the combination of extreme wind and wave conditions associated with this design load case. Load calculations shall then be based on values of misalignment within this range that result in the highest loads acting on the support structure.

In the absence of appropriate site-specific wind and wave directional data, the misalignment that results in the highest loads acting on the support structure shall be considered. If this misalignment exceeds 30° , the extreme wave height may be reduced due to the decay in severity of the sea state over the period associated with the change in wind direction which causes the misalignment. The reduction of the extreme wave height shall be calculated taking into account the water depth, fetch and other relevant site-specific conditions.

If slippage in the yaw system can occur at the characteristic load found in DLC 7.1, the largest unfavourable slippage possible shall be considered.

In DLC 7.2, the expected number of hours of non-power production time (see 7.6.3) due to faults on the electrical network or in the wind turbine shall be considered for each wind speed and sea state. Particular account shall be taken of the resonant loading of the support structure due to excitation by the waves and influenced by the low aerodynamic damping available from the rotor in a standstill or idling condition. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed.

7.4.9 Transport, assembly, maintenance and repair (DLC 8.1 to 8.4)

7.4.9.1 General

DLC 8.1 to 8.4 represent ultimate and fatigue loading situations associated with the transport, assembly, maintenance and repair of an offshore wind turbine. To define these load cases, the design basis shall state all the wind conditions, marine conditions and design situations assumed for transport, assembly on site, access, maintenance and repair of an offshore wind turbine. The maximum stated wind conditions and marine conditions shall be considered in the design if they can produce significant loading on the wind turbine. Sufficient margin between the stated conditions and the wind and marine conditions considered in design shall be provided to give an acceptable safety level. Sufficient margin for wind conditions may be obtained by adding 5 m/s to the stated mean wind speed.

Loads occurring during transport, assembly, access, maintenance and repair of an offshore wind turbine shall be taken into account:

- weight of tools and mobile equipment;
- loads from operation of cranes;
- mooring and fendering loads from vessels serving the wind turbine (see 7.4.9.2);
- where relevant, loads associated with helicopter operations (see 7.4.9.2);
- where relevant, loads developed during towing operations e.g. vortex-induced vibrations.

In addition, DLC 8.2 shall include all transport, assembly, maintenance and repair turbine states that may persist for longer than one week. This shall, when relevant, include a partially completed support structure, the support structure standing without the rotor-nacelle assembly, and the rotor-nacelle assembly without one or more blades. In the case of a support structure standing without a nacelle, appropriate means shall be taken to avoid critical wind speeds for vortex generated transverse vibrations or the appropriate design load cases shall be considered¹⁸. It shall be assumed that the electrical network is not connected in any of these states. Measures may be taken to reduce the loads during any of these states as long as these measures do not require the electrical network connection.

For comments regarding the design of blocking devices, see IEC 61400-1:2018, Subclause 7.4.

In DLC 8.2, the conditions shall be combined with extreme wind and wave conditions, such that the global extreme environmental action has a combined return period of 1 year. In the absence of information defining the long-term joint probability distribution of extreme wind and waves, it shall be assumed that the extreme 10-min mean wind speed with 1-year return period occurs during the extreme sea state with 1-year return period.

For DLC 8.2 simulation, requirements may be met by use of the same methods as described for DLC 6.1, refer to 7.5.6.

In DLC 8.3, the expected number of hours of non-power production time during construction of the offshore wind farm and prior to its connection to the electrical network shall be

¹⁸ Guidance on support structure loads from vortex-induced vibrations may be found in IEC 61400-6.

considered for each wind speed and sea state where significant fatigue damage can occur to any components. Consideration shall also be given to the fatigue loading of the partially installed offshore wind turbine; for example, the partially completed support structure, the support structure standing without the rotor-nacelle assembly, and the rotor-nacelle assembly without one or more blades, where this situation is expected to persist for a significant period of time¹⁹. Particular account shall be taken of the resonant loading of the support structure due to excitation by the waves and influenced by the low aerodynamic damping available from the rotor in a standstill or idling condition. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed. The significant wave height, peak spectral period and direction for each normal sea state shall be selected, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters appropriate to the anticipated site. The designer shall ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters.

7.4.9.2 Boat impact and helicopter loads (DLC 8.1)

7.4.9.2.1 General

Boat landings, ladders and other secondary structures in and near the water line, shall be designed against operational vessel impacts as a normal design load case. The primary structure in and near the waterline shall be designed against accidental vessel impacts as an abnormal design load case as described below.

The environmental conditions to be applied in conjunction with the operational vessel impact shall correspond to the most severe conditions the service vessel is allowed to approach the turbine. For the analysis it can be assumed that the turbine can be stopped or brought to maintenance condition by remote control.

The maximum permissible significant wave height for vessel operations near the offshore wind turbine installation shall be stated in the operation manual. Any areas where vessels are not permitted to operate in close proximity should be specified in the operation manual.

At least two design situations should be considered within DLC 8.1: a normal design situation representing the impact of a service vessel under command and an abnormal design situation representing the impact of a drifting service vessel. Only service vessels which are intended to approach boat landings (or other access systems) need to be considered. Supply vessels (e.g. hotel ships) which operate within the wind farm, but are not intended to approach wind turbines, do not need to be considered for impact scenarios. These design situations are described in 7.4.9.2.2 and 7.4.9.2.3.

7.4.9.2.2 Normal design situation: service vessel under command

For the normal design situation, the characteristic impact energy shall be taken as the expected energy caused by the maximum authorised service vessel approaching in the most severe sea state during which the service vessel is allowed to approach the turbine. A vessel-specific speed shall be assumed. The speed shall not be assumed less than 0,5 m/s. Effects of wind, waves and current shall be included as well as effects of added mass, which contributes to the kinetic energy of the vessel.

Three different methods are permitted for the evaluation of loads as specified below. These methods address horizontal forcing from bow or stern approach in frontal and side directions relative to the boat landing. They shall be assumed equal in size. The forces shall not be applied simultaneously in both directions.

¹⁹ The sensitivity of the partially installed offshore wind turbine to vortex-induced vibrations due to wind and/or waves and currents should be considered.

Option 1: A detailed dynamic analysis of vessel approach may be performed which accounts for:

- the combination of boat speed and sea state to establish a boat impact speed. This will account for inertia of the ship to establish the speed-up that the sea state can cause. A conservative estimate of boat speed is given in Option 2 below;
- the vessel displacement and added mass;
- the non-linear force-deformation properties of the vessel, fender and boat landing spring-system.

If sufficient information to perform the detailed assessment is unavailable, options 2 or 3 may be used as described below.

Option 2: If the fender and boat landing spring-system can be assumed to respond linear-elastically, the following approach may be taken to relate impact force to vessel speed, impact energy and spring energy.

The impact energy is to be transferred into elastic deformation yielding the impact condition:

$$E_{\text{kin}} = E_{\text{spring}} \quad (12)$$

The impact energy is given by

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} \cdot a \cdot m \cdot v_{\text{impact}}^2 \quad (13)$$

where

m is the vessel displacement [t];

a is the added mass coefficient (1,25 for bow or stern collision);

v_{impact} is the impact speed [m/s].

The impact speed can be assessed by the following, assuming the operation of the vessel compensates for current:

$$v_{\text{impact}} = v_{\text{boat}} + \begin{cases} \sqrt{\frac{g}{d}} \cdot \frac{1}{2} H_s & \text{for shallow water} \\ \pi H_s / T_p & \text{for deep water} \end{cases} \quad (14)$$

Assuming linear elasticity, the spring energy relates to spring force and stiffness:

$$E_{\text{spring}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{F_{\text{boat impact}}^2}{c} \quad (15)$$

where

$F_{\text{boat impact}}$ is the impact force [kN/m];

c is the total spring stiffness of the structure at the impact point in the impact direction [kN/m].

The total spring stiffness c can be calculated by:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{c_1} + \dots + \frac{1}{c_n} \quad (16)$$

where the stiffness values c_1 to c_n represent the different components of the total flexibility at the point of contact such as:

- local stiffness of the boat landing structure,
- global stiffness of the offshore structure (including foundation),
- shock cells, rub strips etc. on the boat landing side,
- fender and local structural flexibility on the vessel side.

In general, it is conservative for the offshore turbine to assume that the service boat is rigid and the total energy is transferred to the support structure.

Option 3: When specific loads are not available for an operational ship impact, the contact area may be designed for an impact force of $F = 2,5 \times \Delta$, where F is the impact force in kN and Δ is the fully loaded displacement of the service vessel in tonnes.

Irrespective of which method is chosen to calculate the impact load, the secondary structural parts shall be designed such that the vertical movement of the service vessel is not restrained. The secondary structural parts shall also be sufficiently robust and they should be able to withstand 1/2 of the operational impact load applied vertically, unless detailed analysis is done to evaluate the vertical loading considering directional impact and friction. This applies for both the upward and downward direction.

In the normal design load case, secondary structural parts, such as fenders, boat landings and ladders, shall not suffer damage to such an extent that they lose their respective functions as access structures.

7.4.9.2.3 Abnormal design situation: service vessel not under command

For the abnormal design situation, the largest authorised service vessel shall be assumed to be drifting laterally. The speed of the drifting vessel shall be assessed but shall not be assumed less than 2,0 m/s. Effects of added mass and fendering shall be included.

As a consequence of this design situation, secondary structural parts are allowed to become torn off, e.g. by including weak points or by local strengthening of supporting structural parts, thereby to avoid excessive damage to these supporting parts.

The energy absorbed by the support structure will depend on its strength and stiffness in comparison to that of the impacting component of the vessel. In the case of a very stiff and strong support structure, the energy will be absorbed primarily by the vessel. Following a vessel impact, it is important to examine any damage to the support structure caused by the impact force and determine any necessary repair work to be undertaken to ensure that the required load carrying capacity of the support structure is preserved. The structure shall be able to withstand DLC 8.2 in the damaged state in order to allow repair works to be conducted.

Loading of an offshore wind turbine due to helicopter operations shall be considered where relevant. The design situation, the maximum size of helicopter and the limiting external conditions for approach of an offshore wind turbine by the helicopter shall be stated by the operator or designer and taken into account in the load calculations.

7.4.10 Sea/lake ice design load cases

In addition to the load cases in Table 2, the load cases in Table 3 shall be considered for the design of a support structure for an offshore wind turbine that will be installed at a site where ice is expected to occur. The sea/lake ice design load cases D1 to D8 are further described in Annex D together with guidance regarding relevant load calculation methods.

Table 3 – Design load cases for sea/lake ice

Design situation	DLC	Ice condition	Wind condition	Water level	Type of analysis	Partial safety factor
Power production	D1	Horizontal load from temperature fluctuations	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out} Wind speed resulting in maximum thrust	NWLR	U	N
	D2	Horizontal load from water level fluctuations or arch effects	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out} Wind speed resulting in maximum thrust	NWLR	U	N
	D3	Horizontal load from moving ice at relevant velocities $h = h_{50}$ or largest value of moving ice.	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NWLR	U	N
	D4	Horizontal load from moving ice at relevant velocities <i>Use values of h corresponding to expected history of moving ice occurring.</i>	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NWLR	F	*
	D5	Vertical force from fast ice covers due to water level fluctuations	No wind load applied	NWLR	U	N
Parked	D6	Pressure from hummocked ice and ice ridges	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_1$	NWLR	U	N
	D7	Horizontal load from moving ice at relevant velocities <i>Use values of h corresponding to expected history of moving ice occurring.</i>	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NWLR	F	*
	D8	Horizontal load from moving ice at relevant velocities $h = h_{50}$ or largest value of moving ice.	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_1$	NWLR	U	N

7.5 Load and load effect calculations

7.5.1 General

Load and load effect calculations shall be performed using appropriate methods taking proper account of the dynamic response of the offshore wind turbine structure to the combination of relevant external conditions. The guidance in 7.5 of IEC 61400-1:2018 shall be followed, supplemented by offshore-specific guidance in 7.5.2 to 7.5.7 of this document.

7.5.2 Relevance of hydrodynamic loads

The hydrodynamic loads acting on the support structure of an offshore wind turbine are able to affect the rotor–nacelle assembly only indirectly as a consequence of dynamic vibration of the support structure. This indirect influence of the hydrodynamic loads on the rotor–nacelle assembly is in general small, and possibly negligible depending on the dynamic characteristics of the support structure.

The designer may exclude consideration of the influence of hydrodynamic loads on the rotor–nacelle assembly if the effect of such loads can be demonstrated to be negligible. In all cases,

including the case that the influence of hydrodynamic loads is not considered during the design of the rotor–nacelle assembly, the structural integrity shall be demonstrated taking proper account of the marine conditions at each offshore wind turbine site.

For load calculations associated with the design of the support structure of an offshore wind turbine, all loads as described in 7.3.1 through 7.3.6 shall be taken into account. The load calculations shall be based on external conditions that are representative of the offshore wind turbine site.

7.5.3 Calculation of hydrodynamic loads

The calculation of the hydrodynamic loads acting on the support structure of an offshore wind turbine shall be performed using appropriate methods. Annex C provides guidance to enable the calculation of the hydrodynamic loads on the structure taking into account the effect of appurtenances and marine growth.

The effect of marine growth on the hydrodynamic loads on the support structure shall be taken into account by increasing the outer dimensions of the structural member by the expected average thickness of the “hard” marine growth and by classifying structural members as either “smooth” or “rough”, depending on the expected amount and thickness of marine growth. In the absence of more specific information, marine growth should be assumed to colonise North Sea structures at elevations up to 2 m above MSL. For other geographical locations, site-specific guidance should be obtained.

If the marine growth thickness is such that certain assemblies of components are completely blocked, the effect shall be properly incorporated in the modelling of the hydrodynamic loads on the support structure.

7.5.4 Calculation of sea/lake ice loads

Annex D provides guidance to enable the calculation of the static and dynamic loads due to sea/lake ice.

7.5.5 Overall damping assessment for support structure response evaluations

7.5.5.1 General

When modelling the dynamic response of offshore wind turbine structures, the overall structural damping is a key element in the prediction of both fatigue and ultimate loads for load carrying components of an offshore wind turbine structure and should carefully be selected. Damping in an offshore wind turbine has several contributors, including energy dissipation originating from:

- aeroelasticity;
- hydrodynamics;
- structural components;
- soil energy dissipation;
- passive damping devices;
- active damping devices or damping control features may also be used, but are not discussed in this section.

These are in general of different nature. Some are viscous, some the result of material hysteresis, and yet others are similar to friction. Thus damping may be linear or non-linear in state variables. Often it is convenient to represent damping by equivalent viscous modal damping. It is emphasised that such equivalent viscous damping depends on the amplitude of oscillation. Viscous damping is typically expressed in terms of a fraction of critical damping or logarithmic decrement. In either case, modal frequency and mass are implicit and care shall

be taken when adopting damping from one case to another – i.e. from one turbine size to another.

Dynamic simulations that take account of substantial misalignment between the wind and wave directions may demonstrate high levels of support structure resonant response induced by wave forces as a consequence of very low aeroelastic damping in the lateral direction. Particular care shall be taken by the designer to ensure that the modelling of damping of the lateral motion of the support structure is reliable.

7.5.5.2 Aerodynamic damping

The aerodynamic damping shall be accounted for by aeroelastic implementation of the simulation code.

7.5.5.3 Hydrodynamic damping

Hydrodynamic damping is the damping contribution arising from interaction of the structure with water. This damping contribution consists of two main parts: radiation damping and viscous damping.

The viscous damping of the fluid results from the relative velocity of the wet part of structure and the surrounding fluid. Viscous hydrodynamic damping is related to the flow drag force term in the Morison equation. The viscous damping is considered in the Morison equation through relative particle velocities.

Radiation damping results from the vibration of the submerged part of the structure, thereby creating waves which radiate outward from the structure. This mechanism represents an energy loss to the system and is therefore a form of damping.

7.5.5.4 Structural damping

Structural damping principally represents material damping from hysteretic stress-strain relationships, but damping effects from internals of the support structure can be included in this value as well. These include, for example, platforms, ladders, lifts and loose hanging vertical cables.

7.5.5.5 Soil damping due to inner soil friction

Soil damping results from the energy dissipated within the soil mass. Compared with the other components of damping, the characterization and modelling of soil damping is complex and yet it makes a significant contribution to the total damping. Soil damping may originate from several sources including: radiation damping within the soil, energy dissipation due to plasticity at the upper soil levels (hysteretic damping), water flow around the foundation due to pore pressure build-up and internal friction from shear deformation of soil inside the foundation.

Two main possible damping sources are identified; material (internal) soil damping and geometric (radiation) damping. Material soil damping is hysteretic damping and is usually specified for a particular soil mass with a constant soil damping ratio. Geometric damping is analogous to the radiation damping of water waves. Geometric damping is non-negligible only if the frequency of oscillation exceeds a threshold value which depends on the soil stratum at a given location. The soil damping has proven to be dependent on the applied design geotechnical parameters and load level. Both aspects should be considered.

7.5.5.6 Damping due to passive damping devices

The overall damping can be increased by applying passive damping devices. The damping effect from such devices shall be justified by measurements and tests.

7.5.6 Simulation requirements

Dynamic simulations utilizing a structural dynamics model are usually used to calculate wind turbine load effects. Certain load cases have a stochastic wind and/or wave input. The total period of load data, for these cases, shall be long enough to ensure statistical reliability of the estimate of the characteristic load effect. In general, at least six 10-min stochastic realizations (or a continuous 1-hour period) shall be required for each mean, hub-height wind speed and sea state considered in the simulations. However, for certain design load cases, the calculation requirements are more onerous:

- for DLC 2.1, 2.2 and 5.1, at least twelve 10-min simulations shall be carried out for each event at the given wind speed and sea state;
- for DLC 1.1, the number and period of simulations carried out for each mean wind speed and sea state combination shall be sufficient to determine a reliable long-term probability distribution of extreme values for extrapolation to the characteristic load effect;
- for DLC 1.2, the number and period of simulations carried out for each mean wind speed and sea state combination shall be sufficient to avoid dependence of seed – i.e. reusing the same wave seed with different wind seeds is generally insufficient. On the other hand, performing one simulation per mean wind speed and sea state combination counting also different misalignments may give sufficient accuracy;
- for DLCs 1.6, 6.1, 6.2, 6.3, 7.1, and 8.2, at least six 1-hour constrained wave simulations shall be performed as described in C.7.3. Alternatively six groups of six 10-min simulations each may be performed, where each group of six is equivalent to one 1-hour simulation. For at least one 10-min simulation within each group of six the hub height mean wind speed shall be taken as the 10 min value with an N -year return period while for others the 1-hour N -year return period mean wind speed value with an appropriate associated turbulence level may be used. In a similar manner, at least one 10-min simulation within each group of six shall contain the N -year return wave height, H_N . The significant wave height shall be taken as the value with an N -year return period for each simulation. Other approaches may be taken if the designer is able to demonstrate that the estimated extreme response is not less extreme than that obtained with 1-hour realizations. It is noted that for assessment of cyclic degradation of soil properties, more simulations may be required, but for the design load calculation, six simulations are sufficient.

Spectral representation of stochastic sea states requires a minimum number of spectral components to ensure representation of the spectral shape, possible resonant response, and to avoid periodicity. See Clause C.1.

Since the initial conditions used for the dynamic simulations typically have an effect on the load effect statistics during the beginning of the simulation period, the first 5 s of data (or longer if necessary) shall be eliminated from consideration in any analysis interval involving stochastic wind and/or wave input.

In load cases involving simulation of stochastic sea states and turbulent inflow where a range of wind speeds is given, the exceedance probability for the characteristic load effect shall be calculated considering the joint probability distribution of normal sea state conditions and wind speeds specific to the site where the offshore wind turbine will be installed. Because many load calculations will involve stochastic simulations of limited duration, the characteristic load effect determined for the required return period may be larger than any of the values computed in the simulation.

For load cases with specified deterministic wind field and associated stochastic sea states, i.e. DLCs 1.4, 1.5, 2.3, 3.2, 3.3, and 4.2 (unless sea states are excluded as stated in 7.4.1), the characteristic value of the load effect shall be the worst case computed transient value obtained as the mean of the worst case computed load effects for the associated stochastic sea states. When turbulent inflow is used together with stochastic sea states, the mean of the worst case computed load effects for the different stochastic realisations shall be taken, except for DLC 2.1, 2.2 and 5.1, where the characteristic value of the load effect shall be the mean value of the largest half of the maximum load effects. Specifically for DLCs 1.6, 6.1, 6.2,

6.3, 7.1, and 8.2, where at least six 1-hour constrained wave simulations are required the following steps are permitted as an alternative:

- 1) Six groups each consisting of six 10-min simulations are simulated. In each group at least one 10-min simulation shall contain the constrained embedded wave (see C.7.3).
- 2) The worst case computed load effect of each of the six groups is determined, i.e. this is the worst (typically largest) value encountered in each group of six simulations. This value replaces the worst case value which would have otherwise been obtained from a 1-hour simulation.
- 3) The design value is the mean value of the six values obtained in the previous step.

7.5.7 Other requirements

Loads as described in 7.3.1 through 7.3.7 shall be taken into account for each design load case. Where relevant, the following shall also be taken into account:

- wind field perturbations due to the wind turbine itself (wake induced velocities, tower shadow, etc.);
- the influence of three-dimensional flow on the blade aerodynamic characteristics (e.g. three-dimensional stall and aerodynamic tip loss);
- unsteady aerodynamic effects;
- structural dynamics and the coupling of vibrational modes;
- aeroelastic effects;
- the behaviour of the control and protection system of the wind turbine;
- the influence of icing of the blades or other parts of an offshore wind turbine on its aerodynamic and dynamic characteristics;
- the static and dynamic properties of the interaction of the foundation and seabed. The designer shall take particular account of the non-linearities of the interaction of the foundation and seabed, and the uncertainty and potential long-term time variation of the dynamic properties due to scour, sand waves, etc. The robustness of the design of an offshore wind turbine to changes in the resonant frequencies of the support structure and to changes in the foundation loading shall be assessed;
- the mass of the accumulated marine growth on the resonant frequencies and dynamic loading of the support structure;
- the dynamic response of the wind turbine to the combination of aerodynamic and hydrodynamic loads;
- non-linear wave kinematics, refer to Annex B;
- diffraction, refer to Annex C.

In many cases, the local strains or stresses for critical locations in a given wind turbine component are governed by simultaneous multi-axial loading. In these cases, time series of orthogonal loads that are output from simulations are sometimes used to specify design loads. When such orthogonal component time series are used to calculate fatigue and ultimate loads, they shall be combined to preserve both phase and magnitude. Thus, the direct method is based on the derivation of the significant stress as a time history. Extreme and fatigue prediction methods can then be applied to this single signal, avoiding load combination issues.

Ultimate load components may also be combined in a conservative manner assuming the most unfavourable component values occur simultaneously. In case this option is pursued, both minimum and maximum extreme component values shall be applied in all possible combinations to avoid introducing non-conservatism.

In 6.3.3.2, requirements to assess wind-wave misalignment are specified. In case the multi-directional wind and wave direction distribution is considered, the resulting directional stress distribution shall be considered.

The design condition for evaluating crack widths in concrete and soil settling should be defined. It is recommended to use one of the following alternatives, based on production load cases (DLC 1.2):

- the load from the bending moment that is exceeded 1 % of the time,
- the load from the bending moment associated with maximum mean thrust plus 1,28 times the standard deviation (the 90 % fractile).

7.6 Ultimate limit state analysis

7.6.1 Method

7.6.1.1 General

This document uses the partial safety factor format to account for the uncertainties and variability in loads and materials, the uncertainties in the analysis methods and the importance of structural components with respect to the consequences of failure.

The ultimate limit state analysis of the rotor–nacelle assembly of an offshore wind turbine shall meet the requirements stated in IEC 61400-1. For the design of the support structure, the provisions stated in Subclause 7.6.1.2 shall be followed.

7.6.1.2 The partial safety factor format

7.6.1.2.1 General

The safety level of a structure or a structural component is considered to be satisfactory when the design load effect S_d does not exceed the design resistance R_d :

$$S_d \leq R_d \quad (17)$$

This is the design criterion. The design criterion is also known as the design inequality. The corresponding equation $S_d = R_d$ forms the design equation.

7.6.1.2.2 The design load effect

There are two approaches to establish the design load effect S_{di} associated with a particular load F_i .

Approach 1 – the design load effect S_{di} is obtained by multiplication of the characteristic load effect S_{ki} by a specified load factor γ_{fi} .

$$S_{di} = \gamma_{fi} S_{ki} \quad (18)$$

where the characteristic load effect S_{ki} is determined in a structural analysis for the characteristic load F_{ki} .

Approach 2 – the design load effect S_{di} is obtained from a structural analysis for the design load F_{di} , where the design load F_{di} is obtained by multiplication of the characteristic load F_{ki} by a specified load factor γ_{fi} .

$$F_{di} = \gamma_{fi} F_{ki} \quad (19)$$

The first approach is generally used to determine the design load effect when a proper representation of the dynamic response is the prime concern, whereas the second approach is generally used if a proper representation of non-linear material behaviour or geometrical non-linearities or both are the prime concern. The first approach typically applies to the

determination of design load effects in the support structure, including the tower, from the wind loading on the turbine, whereas the second approach typically applies to the design of the sub-structure (or merely the foundation) with the load effects at the tower-sub-structure interface (or of the sub-structure) applied as a boundary condition. The differences between the two approaches are illustrated in Figure 4 below.

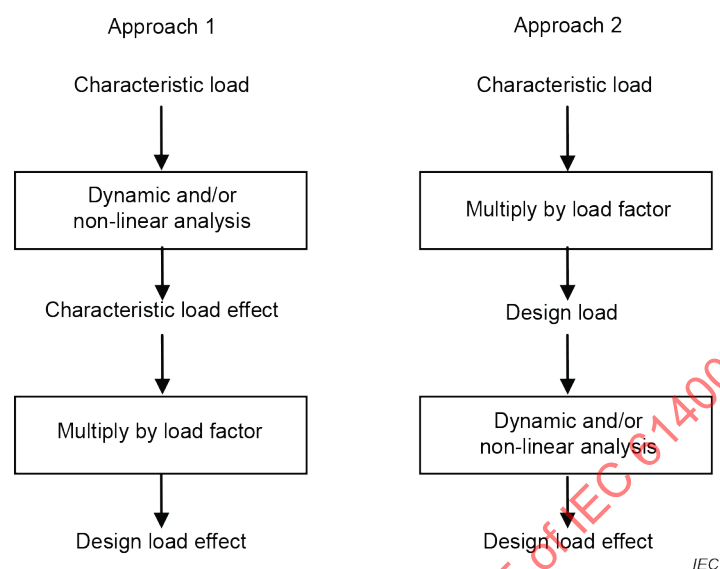


Figure 4 – The two approaches to calculate the design load effect

7.6.1.2.3 The design resistance

There are two approaches to establish the design resistance, R_d , of a particular structural component.

Approach 1 – the design resistance is determined from the characteristic material strength:

$$R_d = R \left(\frac{1}{\gamma_m} f_k \right) \quad (20)$$

where γ_m is the material factor for material strength and f_k is the characteristic value for the material strength.

Approach 2 – the design resistance is determined from the characteristic resistance of the particular structural component:

$$R_d = \frac{1}{\gamma_m} R_k \quad (21)$$

where γ_m is the material factor for the particular component and R_k is the characteristic value of the component resistance.

Equation (18) is used together with equation (21) according to the provisions of IEC 61400-1. Some standards, for example ISO 19902, require the use of equation (19) in combination with equation (21) whereas other standards, for example ISO 19903, combine equation (19) and equation (20).

7.6.2 Ultimate strength analysis

7.6.2.1 General

The system and component design resistances of the support structure shall be determined according to the ISO offshore structural design standards or other recognized offshore standards. Alternatively, the design resistance of the tower may be determined according to IEC 61400-1. The ultimate strength design load cases and associated load safety factors specified in this document (IEC 61400-3-1) shall be used in the design of the support structure.

For each support structure component assessed and for each load case in Table 2 where ultimate strength analysis is appropriate, the design criterion in equation (17) shall be verified for the most critical limit state, identified on the basis of having the least margin.

If structural design of the sub-structure and foundation is undertaken in accordance with the ISO standards or other recognized offshore standards based on similar design principles Approach 2 in 7.6.1.2.2 shall be used to properly account for the influence of the non-linearities of the soil. In a typical design situation, the main loads will be wind loads and hydrodynamic loads in addition to permanent loads. The design load effects in the foundation and sub-structure may be determined from a structural analysis carried out by applying the design wind load effects as external loads at an appropriate interface level, such as the tower flange or the sea floor, in addition to the design values of hydrodynamic loads and permanent loads.

Approach 1 in 7.6.1.2.2 may be used to determine the design load effects by application of a common load safety factor to the characteristic load effects resulting from an integrated dynamic analysis of the combined characteristic wind, hydrodynamic and permanent loads. In this case, care shall be taken that partial safety factors are calibrated to compensate for lack of modelling of soil and substructure non-linearities in response. The calibration shall ensure that the same level of structural reliability is obtained as is implied by the provisions of this document, including references made to the relevant ISO design standards.

7.6.2.2 Partial safety factors for loads

Partial safety factors for loads shall in general be equal to the values specified in 61400-1. As stated in IEC 61400-1, the load partial safety factors for DLC 6.1 and DLC 6.2 are derived by assuming that the coefficient of variation of the annual maximum wind speed is smaller than 15 % which is not always the case in cyclone conditions. In addition to the guidance in IEC 61400-1, Annex I provides guidance on safety levels for tropical cyclone conditions.

7.6.2.3 Partial safety factors for resistances and materials

The system and component design resistances of the support structure shall be determined according to the ISO offshore structural design standards or other recognized offshore design standards. Formulae for the evaluation of ultimate design resistances, their associated characteristic values for material strengths and/or resistances, and their associated materials and/or resistance safety factors shall therefore be taken from these aforementioned standards. Alternatively, the design resistance of the tower may be determined according to IEC 61400-1.

7.6.3 Fatigue failure

The system and component design resistances of the support structure shall be determined according to the ISO offshore structural design standards or other recognized offshore design standards. Formulae for the evaluation of fatigue design resistances, their associated characteristic values for material strengths and/or resistances, and their associated materials and/or resistance safety factors shall therefore be taken from these aforementioned standards. Alternatively, the design resistance of the tower may be determined according to IEC 61400-1. The fatigue design load cases and associated load safety factors specified in this document (IEC 61400-3-1) shall be used in the design of the support structure.

For each support structure component assessed and for each load case in Table 2 and Table 3 where fatigue strength analysis is appropriate, the design criterion shall be verified for the most critical limit state, identified on the basis of having the least margin.

Accumulated fatigue damage during lifetime is influenced by the availability of a wind turbine. This excludes the construction and commissioning periods. In some cases it is conservative to assume 100 % availability when evaluating fatigue loading whilst in other cases (including other load components) it may be conservative to assume a lower value of availability. In such cases a conservatively low value of availability shall be estimated by the designer. In the absence of other information, a value of 90 % may be assumed.

7.6.4 Special partial safety factors

Lower partial safety factors for loads may be used where the magnitudes of loads have been established by measurement or by analysis confirmed by measurement to a higher than normal degree of confidence. The values of all partial safety factors used shall be stated in the design documentation.

7.6.5 Assessment of cyclic loading for foundation assessment

Assessment of cyclic loading for foundation piles should follow the principles outlined in ISO 19902. If explicit consideration of cyclic loading is warranted, the load cases relevant for assessment of cyclic loading shall be selected on the following basis:

- Operational loads as included for FLS assessment shall be evaluated by the load spectra accumulated during the lifetime of the structures;
- Abnormal ULS load cases need not be considered for assessment of cyclic loading as the probability of occurrence is very low or the response is transient with the major cycles appearing first in the load sequence;
- Normal ULS load cases causing most extreme characteristic loads shall be investigated. Appropriate consideration of the loading regime before and after occurrence of the extreme event shall be included.

When counting cycles, using the rainflow counting method is conservative. Counting cycles by mean-level crossing methods is allowable. Cyclic degradation depends heavily on the most severe cycles. Thus results can exhibit sensitivity to stochastic realisations and care shall be taken to reduce seed sensitivity.

8 Control system

The operation and safety of an offshore wind turbine shall be governed by a control system that meets the requirements stated in IEC 61400-1.

Provisions shall be made to ensure adequate protection of all components of the control and protection system against the effects of the marine environment. Guidance relating to corrosion protection is given in Annex G.

In addition, the following shall apply:

It shall be possible to bring the rotor to a standstill by remote control to be used prior to the possible arrival of personnel, if necessary in terms of personnel safety.

If necessary to ensure personnel safety (e.g. for heli-hoist operations or to prevent possible blade tip-ship collisions), remote control of the yaw system, as well as its remote immobilization, shall be possible on request of the pilot of a helicopter or ship operating near the turbine.

If other systems than blocking devices are used for these immobilizations (e.g. yaw brakes or mechanical disc brakes), measures shall be taken to avoid any slippage safely.

Appropriate indicators shall be installed on the offshore wind turbine in order to inform the approaching personnel that the rotor and yaw system are immobilized.

In the case of automatic/remote immobilization of the rotor and/or yaw system, measures shall be provided which prevent automatic/remote restart of these systems except upon request of the personnel on the turbine and/or in the helicopter/ship. For the personnel on the turbine, it shall be possible to deactivate automatic/remote restarts of the rotor and/or yaw system before entering areas of risk. An appropriate note shall be inserted in the relevant instruction documents.

9 Mechanical systems

A mechanical system for the purposes of this document is any system that does not consist solely of either static structural components or electrical components, but uses or transmits relative motion through a combination of shafts, links, bearings, slides, gears and other devices. Within a wind turbine, these systems may include elements of the drive train, such as gearboxes, shafts and couplings, and auxiliary items, such as brakes, blade pitch controls, yaw drives. Auxiliary items may be driven by electrical, hydraulic or pneumatic means.

The design of all mechanical systems within an offshore wind turbine shall meet the requirements stated in IEC 61400-1.

Provisions shall be made to ensure adequate protection of all mechanical systems against the effects of the marine environment. Guidance relating to corrosion protection is given in Annex G.

10 Electrical system

The "electrical system" of an offshore wind turbine installation comprises all electrical equipment installed in each individual offshore wind turbine including the high voltage switchgear; in the following referred to as the "wind turbine electrical system".

The power collection system is not covered in this document.

The design of the electrical system of an offshore wind turbine shall meet the requirements stated in IEC 61400-1 except where it is clear that those requirements are only relevant to an onshore site.

Provisions shall be made to ensure adequate protection of all electrical components against the effects of the marine environment by selection of an appropriate corrosion class, climatic class, environmental class, pollution class, and enclosure ingress protection (IP) rating in accordance with relevant national and international design codes and regulations. Guidance relating to corrosion protection is given in Annex G.

The designer shall give due consideration to electrical insulation requirements, saline atmospheres, humidity and temperature, ventilation requirements, the presence of moisture and/or condensation, the potential for dripping water, mechanical shock or vibration, and any maintenance requirements to preserve the integrity of the wind turbine electrical system.

11 Foundation and substructure design

The design and structural analysis of the foundation and substructure of an offshore wind turbine shall be performed in accordance with ISO offshore structural and geotechnical design

standards or other recognized offshore design standards. The design load cases and associated load safety factors specified in Table 2 and Table 3 of this document shall be used as the basis of the design of the foundation.

When the design and analysis are performed in accordance with ISO 19900 the following standards are relevant. Geotechnical and foundation specific requirements for those aspects of geoscience and foundation engineering that are applicable to a broad range of offshore structures are based on ISO 19901-4. The design of piled foundations that have a traditional association with fixed steel structures is detailed in ISO 19902. Particular requirements for the design of shallow gravity foundations that have a traditional association with fixed concrete structures are detailed in ISO 19903.

The foundation shall be designed to carry static and dynamic (repetitive as well as transient) actions without excessive deformation or vibrations in the structure. Special attention shall be given to the effects of repetitive and transient actions on the structural response, as well as on the strength of the supporting soils. The possibility of movement of the sea floor against foundation members shall be investigated. The loads caused by such movements, if anticipated, shall be considered in the design.

Loads acting on the substructure and/or foundation during transport and installation shall be taken into account. For piled structures (see Figure 1), an analysis shall be undertaken to calculate the fatigue damage²⁰ sustained by the pile as it is driven into the seabed. The fatigue analysis shall consider the loads associated with pile driving impact, taking account of the structural dynamics of the pile and stress increases due to the details of the pile design and the pile driving process.

Provisions shall be made to ensure adequate protection of all components of the wind turbine support structure against the effects of corrosion, refer to Annex G.

12 Assembly, installation and erection

12.1 General

The manufacturer of an offshore wind turbine shall provide an installation manual clearly describing installation requirements for the wind turbine structure and equipment. The installation of an offshore wind turbine shall be performed by personnel trained or instructed in these activities.

The site of an offshore wind turbine facility shall be prepared, maintained, operated and managed so that work can be performed in a safe and efficient manner. This should include procedures to prevent unauthorised access where appropriate. The operator should identify and mitigate existing and potential hazards.

Detailed installation engineering shall be carried out. Checklists of planned activities shall be prepared and comprehensive records shall be maintained during construction and commissioning to provide as-built data.

When appropriate, installation personnel shall use approved personal protective equipment, such as eye, foot, hearing, and head protection. All personnel climbing towers, or working above ground or water level, should be trained in such work and shall use approved safety belts, safety climbing aids. Other safety devices include survival suits and buoyancy aids.

²⁰ The fatigue damage accumulated during pile driving may be a substantial proportion of the total damage accumulated by the pile during the lifetime of the offshore wind turbine.

All equipment shall be kept in good repair and be suitable for the task for which it is intended. Cranes, hoists and lifting equipment, including all slings, hooks and other apparatus, shall be adequate for safe lifting and approved.

Particular consideration should be given to installation of the offshore wind turbine under unusual conditions, such as hail, lightning, high winds, earthquake, icing, high waves, extreme tidal conditions, etc.

Installation procedures shall be such that, if necessary, work can be broken off without causing danger to personnel or unacceptable loads on the construction. In the case of a tower standing without a nacelle, appropriate measures shall be taken to avoid vortex-generated transverse vibrations, whether caused by wind or by currents. The critical wind speeds and precaution measures shall be included in the installation manual.

Prior to any construction activity at the site of an offshore wind turbine facility, any planned temporary or permanent structure considered to be an obstacle to marine navigation and aviation shall be promulgated with adequate advance notice and shall be indicated on relevant maps and databases providing position, extent and elevation. Obstacle lighting and marking shall comply with relevant national and international regulations and codes.

All aspects of helicopter operations relevant to the structural safety of landing platforms, clearance, fire protection, marking, etc. shall comply with relevant national and international regulations and codes.

ISO 29400 provides guidance for the planning and engineering of port and marine operations associated with the transport, installation and maintenance of fixed offshore wind turbines.

12.2 Planning

The assembly, erection and installation of wind turbines and associated equipment shall be planned in order that the work is carried out safely and in accordance with local and national regulations. In addition to procedures for quality assurance, the planning shall include, where appropriate, consideration of the following:

- detailed drawings and specifications of the work and inspection plan;
- rules for safe execution of excavation work, blasting and other activities that have to do with foundation and underwater construction, for example pile driving, laying of scour protection and cable laying;
- rules for the proper handling of embedded items, such as foundations, bolts, anchors and reinforcement steel;
- rules for concrete composition, delivery, sampling, pouring, finishing and placement of conduits;
- procedures for installation of tower and other anchors;
- health, safety and environmental rules for offshore work, including safety rules for diving;
- evacuation procedures (including procedures for monitoring of wind conditions and sea states, and when evacuation is in order).

12.3 Installation conditions

During the installation of an offshore wind turbine, the site shall be maintained in such a state that it does not present safety or navigation risks.

12.4 Site access

Access to a site shall be safe and the following shall be taken into account:

- barriers and routes of travel;

- exclusion zones;
- traffic;
- access weight bearing capacity;
- movement of equipment at the site;
- ship-to-turbine access system;
- helicopter-to-turbine access system.

12.5 Environmental conditions

During installation, environmental limits specified by the manufacturer shall be observed. Items such as the following should be considered:

- wind speed;
- snow and ice;
- ambient temperature;
- lightning;
- visibility;
- rain;
- wave height;
- insufficient water depth;
- currents;
- tides.

12.6 Documentation

The manufacturer of an offshore wind turbine shall provide drawings, specifications and instructions for assembly procedures, installation and erection of the offshore wind turbine. The manufacturer shall provide details of all loads, weights, lifting points and special tools and procedures necessary for the safe handling and installation of the offshore wind turbine. The manufacturer shall provide a risk assessment of all hazardous activities.

12.7 Receiving, handling and storage

Handling and transport of wind turbine generator equipment during installation shall be performed with equipment confirmed to be suitable to the task and in accordance with the manufacturer's recommended practice.

Where there is risk of movement caused by the wind and/or waves with risk of consequent damage, blades, nacelles, other aerodynamic parts and light crates shall be secured.

12.8 Support structure systems

Where specified by the manufacturer for safe installation or assembly, special tools, jigs and fixtures and other apparatus shall be used.

12.9 Assembly of offshore wind turbine

An offshore wind turbine shall be assembled according to the manufacturer's instructions. Inspection shall be carried out to confirm proper lubrication and pre-service conditioning of all components.

12.10 Erection of offshore wind turbine

An offshore wind turbine shall be erected by personnel trained and instructed in proper and safe offshore erection practices. Apart from specific training having to do with turbine installation, training shall include at least:

- first aid;
- procedures particular to offshore (for example the use of life rafts, life jackets, special suits, offshore survival);
- evacuation procedures, also of wounded or unconscious persons;
- use of boats, helicopters and offshore access systems (with special attention to safe transfer procedures at night).

All work shall be undertaken by at least 2 persons, equipped with suitable means of communication.

No part of an offshore wind turbine electrical system shall be energized during erection unless it is necessary for the erection process. In this case, the energization of such equipment shall be carried out in accordance with a written procedure provided by the wind turbine supplier.

All elements where motion (rotation or translation) may result in a potential hazard shall be secured from unintentional motion throughout the erection process.

12.11 Fasteners and attachments

Threaded fasteners and other attachment devices shall be installed according to the wind turbine manufacturer's recommended torque and/or other instructions. Fasteners identified as critical shall be checked and procedures for confirming installation torque and other requirements shall be obtained and used.

In particular, inspection shall be carried out to confirm the following:

- proper assembly and connection of guys, cables, turn buckles, gin poles and other apparatus and devices;
- proper attachment of lifting devices required for safe erection.

12.12 Cranes, hoists and lifting equipment

Cranes, hoists and lifting equipment, including all hoisting slings, hooks and other apparatus required for safe erection, shall be adequate for safe lifting and final placement of the loads. Manufacturer's instructions and documentation with respect to erection and handling should provide information on expected loads and safe lifting points for components and/or assemblies. All hoisting equipment, slings and hooks shall be tested and certified for safe load.

13 Commissioning, operation and maintenance

13.1 General

The commissioning, operation, inspection, and maintenance procedures shall be specified in the offshore wind turbine manual with due consideration of the safety of personnel.

The design shall incorporate provisions for safe access for inspection and maintenance of all components. The access system shall comply with relevant local, national and international regulations.

The requirements of Clause 10 also cover electrical measurement equipment temporarily installed in the offshore wind turbine for the purpose of measurements.

When appropriate, operation and maintenance personnel shall use approved personal protective equipment, such as eye, foot, hearing and head protection. All personnel climbing towers, or working above ground or water level, shall be trained in such work and shall use approved safety belt, safety climbing aids. Other safety devices include life jackets, wetsuits and buoyancy aids.

13.2 Design requirements for safe operation, inspection and maintenance

The normal operation of an offshore wind turbine by the operating personnel shall be possible at platform level. A tagged, local, manual override on the automatic/remote control system shall be provided.

External events detected as faults but not critical for the future safety of an offshore wind turbine, such as loss and reinstatement of the electrical load, may allow automatic return to normal operation after completion of the shutdown cycle.

Guards designed to protect personnel from accidental contact with moving components shall be fixed, unless frequent access is foreseen, where they may be movable.

Guards shall:

- be of robust construction;
- not be easy to bypass;
- where possible, enable essential maintenance work to be carried out without their dismantling.

Any walkway or platform mounted on the support structure of an offshore wind turbine shall be located above the splash zone. For safety, removal of marine growth should be considered. If there is a risk of icing at the site, the limitation of accessibility to ladders and platforms under icing conditions shall be considered. Consideration shall also be given to the risk of damage to structures from falling ice.

The design shall incorporate adequate minimum vertical clearance between a rotating blade tip and any walkway or platform used during operation of the wind turbine.

Provisions shall be made in the design for use of diagnostic fault finding equipment.

In order to ensure safety of the inspection and maintenance personnel, the design shall incorporate:

- safe access paths and working places for inspection and routine maintenance;
- adequate means to protect personnel from accidental contact with rotating components or moving parts;
- provision for securing lifelines and safety belts or other approved protection devices when climbing or working above platform level;
- provisions for blocking rotation of the rotor and yawing mechanism or other mechanical motion, such as blade pitching, during servicing according to wind conditions and design situations specified in DLC 8.1, as well as provisions for safe unblocking;
- warning signs for live conductors;
- suitable devices for the discharge of accumulated electricity;
- suitable fire protection for personnel;
- an alternative escape route from the nacelle;
- provision for an alternative escape route from the offshore wind turbine in case of emergency;

- provisions for a stay of 1 week in an offshore wind turbine (food, water, heating, clothing/blankets);
- offshore safety equipment (such as: life jackets, life raft, lights, alarm pistol, flares).

Maintenance procedures shall require safety provisions for personnel entering any enclosed working space, such as hub or blade interior that ensures any dangerous situation will be known by standby personnel to immediately initiate rescue procedures, if necessary.

The operation of obstacle lighting and marking relevant to marine navigation and aviation shall comply with relevant national and international regulations and codes.

13.3 Instructions concerning commissioning

13.3.1 General

The manufacturer shall provide instructions for commissioning.

13.3.2 Energization

The manufacturer's instructions shall include a procedure for initial energization of the wind turbine electrical system.

13.3.3 Commissioning tests

The manufacturer's instructions shall include the procedures for testing of the offshore wind turbine after installation, to confirm proper, safe and functional operation of all devices, controls and apparatus. These shall include, but not be limited to

- safe start-up;
- safe shutdown;
- safe emergency shutdown;
- safe shutdown from overspeed or representative simulation thereof;
- function test of protection system.

13.3.4 Records

The manufacturer's instructions shall include the information that proper records shall be kept, describing testing, commissioning, control parameters and results.

13.3.5 Post commissioning activities

At the completion of installation, and following operation for the manufacturer recommended running in period, the specific actions that may be required by the manufacturer shall be completed.

These can include, but are not limited to preloading of fasteners, changing of lubrication fluids, checking other components for proper setting and operation and proper adjustment of control parameters.

13.4 Operator's instruction manual

13.4.1 General

An operator's instruction manual shall be supplied by the offshore wind turbine manufacturer and augmented with information on special local conditions at the time of commissioning as appropriate. The manual shall be available to the operation and maintenance personnel in a language that can be read and understood by the operator. The manual shall include, but not be limited to

- any requirements that the operation shall be performed by personnel suitably trained or instructed in this activity;
- safe operating limits and system descriptions;
- start-up and shut-down procedures;
- an alarms action list;
- emergency procedures plan;
- safe offshore access procedures;
- stated requirements that when appropriate:
 - approved personal protection equipment, such as life-jacket plus eye, foot, hearing and head protection shall be used,
 - when appropriate, all personnel climbing towers, or working above water level, shall be trained in such work and shall use approved safety belt, safety climbing aids or other safety devices.

13.4.2 Instructions for operations and maintenance record

The manual shall state that operations and maintenance records shall be kept and should include the following:

- wind turbine identification;
- energy produced;
- operating hours;
- shutdown hours;
- date and time of fault reported;
- date and time of service or repair;
- nature of fault or service;
- action taken;
- parts replaced.

13.4.3 Instructions for unscheduled automatic shutdown

The manual shall require that following any unscheduled automatic shutdown caused by a fault or malfunction, unless specified otherwise in the operations manual or instructions, the operator shall investigate the cause before an offshore wind turbine is restarted. All unscheduled automatic shutdowns should be recorded.

If the wind turbine is re-started after a period of more than three months of non-power production, special precautions shall be taken. Prior to re-start, all components and systems shall be thoroughly inspected and their engineering integrity assessed. Components and systems that are determined to no longer satisfy their design requirements because of the effects of the prolonged period of non-power production shall be repaired or replaced. The condition of critical components and systems shall be monitored after the turbine is re-started and brought back to a state of power production.

13.4.4 Instructions for diminished reliability

The manual shall require that action shall be taken to eliminate the root cause of any indication or warning of abnormality or diminished reliability.

13.4.5 Work procedures plan

The manual shall require that the offshore wind turbine shall be operated according to safe working procedures, taking into account the following:

- electrical systems operation;
- co-ordination of operation and maintenance;
- utility clearance procedures;
- tower climbing procedures;
- equipment handling procedures;
- activity during bad weather;
- communications procedures and emergency plans;
- turbine access procedure.

13.4.6 Emergency procedures plan

Possible emergency situations shall be identified in the operations manual and the required actions of the operating personnel prescribed.

The manual shall require that where there is a fire or apparent risk of structural damage to the wind turbine or its components, no one should approach the wind turbine unless the risk is specifically evaluated.

In preparing the emergency procedures plan, it shall be taken into account that the risk for structural damage may be increased by situations such as the following:

- overspeeding;
- icing conditions;
- lightning storms;
- earthquakes;
- broken or loose guy-cables;
- brake failure;
- rotor imbalance;
- loose fasteners;
- lubrication defects;
- fire, flooding;
- ship collision;
- other component failures.

13.5 Maintenance manual

Each offshore wind turbine shall have a maintenance manual, which at a minimum consists of the maintenance requirements and emergency procedures specified by the wind turbine manufacturer. The manual shall also provide for unscheduled maintenance.

The maintenance manual shall identify parts subject to wear, damage, corrosion and build up of marine growth, and indicate criteria for replacement.

Subjects which should also be covered in the manual include:

- any requirement that the inspection and maintenance shall be carried out by personnel suitably trained or instructed in this activity, at the intervals specified in and in compliance with the instructions in the wind turbine maintenance manual;
- description of the subsystems of the offshore wind turbine and their operation;
- lubrication schedule prescribing frequency of lubrication and types of lubricants or any other special fluids;

- recommissioning procedure;
- maintenance inspection periods and procedures;
- procedures for functional check of protection subsystems;
- complete wiring and interconnection diagram;
- guy-cable inspection and retensioning schedules and bolt inspection and preloading schedules, including tension and torque loadings;
- maintenance of the access system and repair procedures following its damage due, for example, to impact by the service vessel;
- diagnostic procedures and trouble-shooting guide;
- recommended spare parts list;
- set of field assembly and installation drawings;
- tooling list;
- inspection and possible removal of marine growth;
- maintenance of the scour protection system.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Annex A (informative)

Key design parameters for an offshore wind turbine

A.1 Offshore wind turbine identifiers

A.1.1 General

For an offshore wind turbine, the following information should be given in a summary included in the design documentation:

- name and type of wind turbine (description);
- location coordinates.

A.1.2 Rotor-nacelle assembly (machine) parameters

The following parameters should be given:

- rated power [kW]
- rotor diameter [m]
- rotational speed range [rpm]
- power regulation (stall/pitch)
- hub height (above MSL) [m]
- hub height operating wind speed range $V_{in} - V_{out}$ [m/s]
- design life time [y]
- operational weight (minimum, maximum) [kg]
- corrosion protection of rotor-nacelle assembly (description)

A.1.3 Support structure parameters

The following parameters should be given:

- description of foundation including scour protection (if any)
- design water depth [m]
- bathymetry in the vicinity of the wind turbine
- soil conditions at turbine location (description, see 6.4.7)
- resonant frequencies of the support structure (minimum, maximum):
 - at normal and extreme operating conditions [Hz]
 - with and without the RNA installed [Hz]
- corrosion allowance [mm]
- corrosion protection (description)
- height of access platform (above MSL) [m]

A.1.4 Wind conditions (based on a 10-min reference period and including wind farm wake effects where relevant)

The following information should be given:

- turbulence intensity as a function of mean wind speed used for the NTM and ETM
- annual average wind speed (at hub height) [m/s]

- average inclined flow [°]
- wind speed distribution (Weibull, Rayleigh, measured, other)
- normal wind shear model and parameters
- turbulence model and parameters
- hub height extreme wind speeds V_{e1} and V_{e50} [m/s]
- extreme gust model and parameters
- extreme direction change model and parameters
- extreme coherent gust model and parameters
- extreme coherent gust with direction change model and parameters
- extreme wind shear model and parameters
- wind direction distribution (wind rose)

A.1.5 Marine conditions (based on a 3-hour reference period where relevant)

The following information should be given:

- tidal variation and/or storm surge (50-year return period) [m]
- highest astronomical tide (HAT) [m]
- lowest astronomical tide (LAT) [m]
- highest still water level (HSWL) [m]
- lowest still water level (LSWL) [m]
- significant wave height for 1- and 50-year return periods [m]
- range of peak periods for 1- and 50-year return periods [s]
- individual extreme wave height for 1- and 50-year return periods [m]
- range of associated wave periods for 1- and 50-year return periods [s]
- extreme crest height with a return period of 50 years [m]
- extreme sea surface current for 1- and 50-year return periods [m/s]
- wind and wave joint distribution (H_s , T_p , V) including directionality
- wave spectrum and parameters
- deterministic wave model and parameters
- breaking wave model and parameters
- sea/lake ice conditions if applicable (description, see 6.4.4.5)
- tropical cyclone assumptions if applicable
- local and global scour or sum of both (maximum allowed) [m]
- sea floor level variation (maximum allowed) [m]
- marine growth profile and thickness [mm]

A.1.6 Electrical network conditions at turbine

The following information should be given:

- normal supply voltage and range [V]
- normal supply frequency and range [Hz]
- voltage imbalance [V]
- maximum duration of electrical power network outages [days]
- annual number of electrical network outages [1/year]

- total lifetime duration of network outages [h]
- auto-reclosing cycles (description)
- behaviour during symmetric and unsymmetrical external faults (description)

A.2 Other environmental conditions

The following information should be given:

- normal and extreme air temperature ranges [°C]
- normal and extreme sea temperature ranges [°C]
- air density [kg/m³]
- water density [kg/m³]
- solar radiation [W/m²]
- humidity [%]
- rain, hail, snow and icing
- chemically active substances
- mechanically active particles
- description of lightning protection system
- earthquake model and parameters (description)
- salinity [g/m³]
- duration and environmental conditions assumed for DLC 6.4
- duration and environmental conditions assumed for DLC 7.2
- duration and environmental conditions assumed for DLC 8.3

A.3 Limiting conditions for transport, erection and maintenance

The following information should be given:

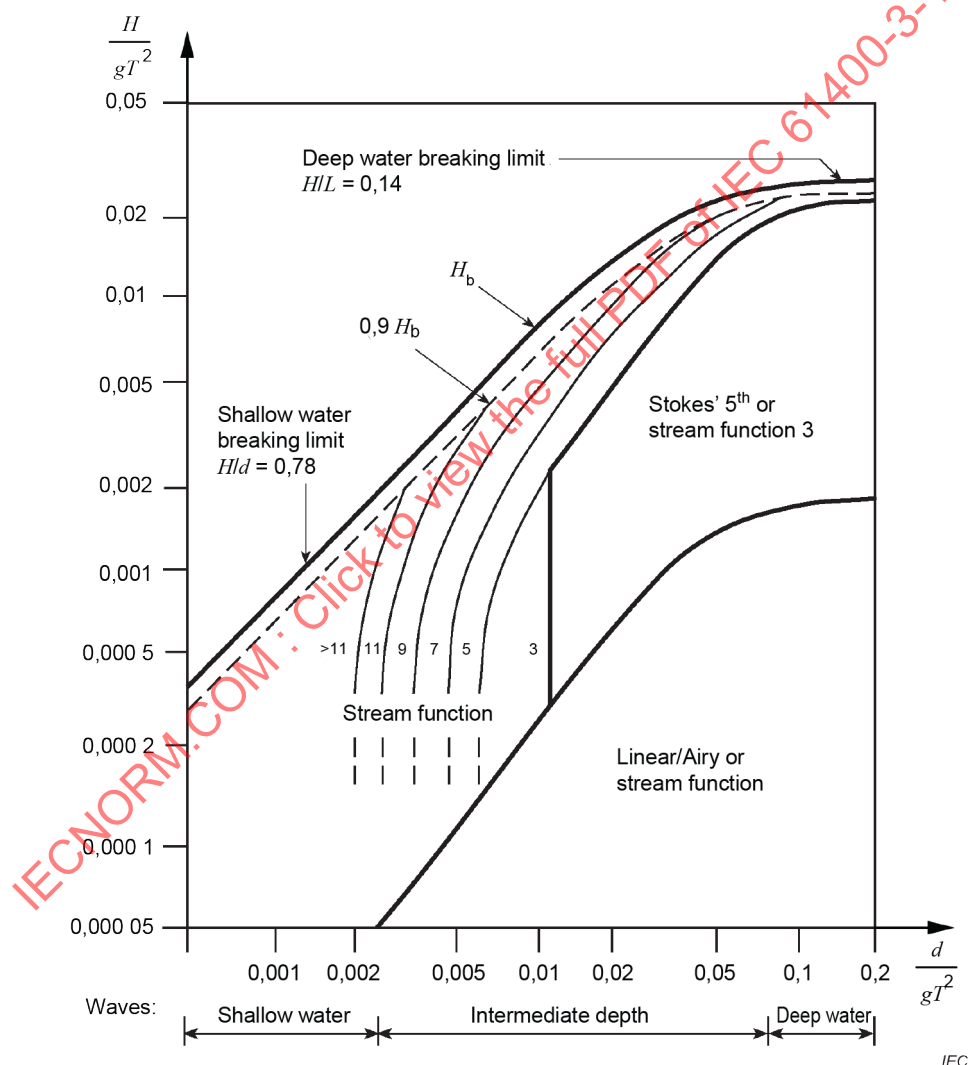
- maximum wind speed [m/s]
- maximum significant wave height [m]
- maximum water level variation [m]
- permitted atmospheric temperature [°C]
- maximum wind speed for maintenance [m/s]
- displacement of transport vessel [metric tons]

Annex B (informative)

Shallow water hydrodynamics and breaking waves

B.1 Selection of suitable wave theories

Several periodic wave theories can be used to predict the kinematics of two-dimensional regular waves. The different theories all provide approximate solutions to the same differential equations with appropriate boundary conditions. All compute a waveform that is symmetric about the crest and propagates without changing shape. The theories differ in their functional formulation and in the degree to which they satisfy the non-linear kinematic and dynamic boundary conditions at the wave surface. Figure B.1 provides guidance on the selection of suitable regular wave theories as a function of normalised wave height and water depth.



Key

- H wave height
- L wave length
- T wave period
- d water depth
- g acceleration due to gravity

Figure B.1 – Regular wave theory selection diagram

Waves of small height in deep water are approximately linear in nature. Regular waves in this region are sinusoidal in shape and may be modelled using linear Airy wave theory or a low-order stream function solution.

As the wave height is increased or the water depth reduced, wave profiles become steeper-sided and the height of the wave crest above the still water level becomes greater than the depth of the trough below the same datum. The wave profile and water particle kinematics can no longer accurately be described using linear wave theory. Stream function theory can be suitably applied over a wide range of depths if the correct choice of solution order is made. Stokes 5th theory may be used to model steep waves in deep water.

As wave height is further increased or the water depth further reduced, the horizontal velocity of water particles in the wave crest will at some point exceed the wave celerity and the structure of the wave will break down. Water particles are ejected forward from the crest and the wave is said to break.

Further description of wave theories and their ranges of application may be found in ISO 19901-1.

B.2 Modelling of irregular wave trains

Irregular wave trains, representing random sea states, may be modelled as a summation of sinusoidal wave components, each described by Airy theory. In intermediate or shallow water depths, the accuracy of Airy theory should be assessed. For fatigue load evaluation, the use of Airy theory is generally acceptable. Second order theory may be considered to improve accuracy in shallow water.

B.3 Wave height distributions

B.3.1 General

In shallow waters the surface elevation distribution will deviate from a Gaussian distribution and the distribution of individual wave heights will deviate from a Rayleigh distribution. For such cases, a number of alternative wave height distributions are proposed in the literature. Clause B.3 presents three commonly used distributions. Others include definitions by Naess and Glukhovskiy (reference documents 1 and 2 of Clause B.5).

B.3.2 The Goda model for maximum wave height

The maximum wave height with 0,1 % probability of exceedance can be calculated by a method proposed by Goda (reference document 3 of Clause B.5). Goda's original 1975 paper is based on statistical significant wave height $H_{1/3}$ and maximum wave height defined as $H_{1/250}$. These are different from the parameters used in this document where the spectral significant wave height H_s and the maximum wave height $H_{0,1\%}$ are used instead. Goda's model assumes the deep water assumptions of a Rayleigh wave height distribution and:

$$H_{1/3} = H_s \quad (\text{B.1})$$

$$H_{\max} \equiv H_{0,1\%} = 1,86 H_s \text{ for deep water} \quad (\text{B.2})$$

The characteristic maximum individual wave height is obtained by

$$H_{\max} \equiv H_{0,1\%} = \begin{cases} 1,86 K_s K_r H_{s0}, & d / L_0 \geq 0,2 \\ \min \left\{ \left(\beta_0^* K_r H_{s0} + \beta_1^* d \right), \beta_{\max}^* K_r H_{s0}, 1,86 K_s K_r H_{s0} \right\}, & d / L_0 < 0,2 \end{cases} \quad (\text{B.3})$$

The coefficients β_0^* , β_1^* and $\beta_{\max}^*$ are formulated as below.

$$\beta_0^* = 0,054 (K_r H_{s0} / L_0)^{-0,38} \exp(20 \tan^{1,5} \theta) \quad (\text{B.4})$$

$$\beta_1^* = 0,63 \exp(3,8 \tan \theta)$$

$\beta_{\max}^*$ is the maximum of the two values:

- 1,70 and
- $0,55 (K_r H_{s0} / L_0)^{-0,29} \exp(2,4 \tan \theta)$

where θ is the angle of the sea floor with respect to the horizontal in the direction of wave propagation and L_0 is the wave length in deep water,

$$L_0 = g T_D^2 / (2\pi) \quad (\text{B.5})$$

where T_D is the wave period.

K_s is a shallow water coefficient, i.e. the shoaling coefficient, determined by

$$K_s = \left[\tanh kd + kd (1 - \tanh^2 kd) \right]^{-1/2} + 0,0015 \left(\frac{d}{L_0} \right)^{-2,87} \left(\frac{K_r H_{s0}}{L_0} \right)^{1,27} \quad (\text{B.6})$$

$$k = \frac{2\pi}{L} \quad (\text{B.7})$$

where L is the wave length at water depth d and can be calculated by (B.10).

K_r is the refraction coefficient, determined by

$$K_r = \sqrt{\frac{\cos \alpha_0}{\cos \alpha_r}} \quad (\text{B.8})$$

where α_0 is the wave direction and α_r is the refracted wave direction at water depth d ,

$$\alpha_r = \sin^{-1} \left(\sin \alpha_0 \tanh \frac{2\pi d}{L} \right) \quad (\text{B.9})$$

$$L = \frac{2\pi d}{\sqrt{P\left(P + \frac{1}{Q}\right)}} \quad (\text{B.10})$$

$$P = \frac{(2\pi)^2 d}{gT_D^2} \quad (\text{B.11})$$

$$Q = 1 + P \left[0,6522 + P \left\{ 0,4622 + P^2 (0,0864 + 0,0675P) \right\} \right] \quad (\text{B.12})$$

The equivalent deep water significant wave height, H_{s0} , can be calculated by iteration from H_s to satisfy the following equations,

$$H_s = \begin{cases} K_s K_r H_{s0}, & d / L_0 \geq 0,2 \\ \min \{ (\beta_0 K_r H_{s0} + \beta_1 d), \beta_{\max} K_r H_{s0}, K_s K_r H_{s0} \}, & d / L_0 < 0,2 \end{cases} \quad (\text{B.13})$$

$$\beta_0 = 0,028 (K_r H_{s0} / L_0)^{-0,38} \exp(20 \tan^{1,5} \theta) \quad (\text{B.14})$$

$$\beta_1 = 0,52 \exp(4,2 \tan \theta)$$

$\beta_{\max}$ is the maximum of the two values:

- 0,92 and
- $0,32 (K_r H_{s0} / L_0)^{-0,29} \exp(2,4 \tan \theta)$

An example of the use of Goda's method is given below. Parameters are set to:

- water depth: 21 m
- significant wave height: 7,1 m
- slope of the sea bed, i.e. $\tan \theta$: 0,01
- peak period: 10 seconds (not considered in the Battjes Groenendijk model in B.3.3)
- wave direction 0 degree (not considered in the Battjes Groenendijk model in B.3.3)

The wave length at deep sea for the peak period 10 seconds is:

$$L_0 = \frac{gT_p^2}{2\pi} = 156 \text{ m}$$

Other parameters are calculated as follows:

$$P = \frac{(2\pi)^2 d}{gT_p^2} = 0,845$$

$$Q = 1 + P \left\{ 0,6522 + P \left[0,4622 + P^2 (0,0864 + 0,0675P) \right] \right\} = 1,95$$

$$L = \frac{2\pi d}{\sqrt{P \left(P + \frac{1}{Q} \right)}} = 123 \text{ m}$$

$$\alpha_r = \sin^{-1} \left(\sin \alpha_0 \tanh \frac{2\pi d}{L} \right) = 0$$

$$K_r = \sqrt{\frac{\cos \alpha_0}{\cos \alpha_r}} = 1$$

$$k = \frac{2\pi}{L} = 0,0510$$

$$K_s = \left[\tanh kd + kd (1 - \tanh^2 kd) \right]^{-1/2} + 0,0015 \left(\frac{d}{L_0} \right)^{-2,87} \left(\frac{K_r H_{s0}}{L_0} \right)^{1,27} = 0,926$$

H_{s0} which satisfies $H_s = 7,1 \text{ m}$ is found from equation (B.13) by iteration and $H_{s0} = 7,72 \text{ m}$ is obtained. By using equation (B.3), $H_{\max} = 13,2 \text{ m}$ is obtained.

B.3.3 The Battjes and Groenendijk wave height distribution

The wave height distribution developed for shallow water sites by Battjes and Groenendijk (reference document 4 of Clause B.5) may be used. The Battjes and Groenendijk model was developed on the basis of physical experiments carried out under the following conditions: constant sea floor slope, two-dimensional waves and in the absence of currents, and therefore some limitations on its use apply²¹. A wave spreading factor less than unity may not be used together with the Battjes and Groenendijk model.

The Battjes and Groenendijk wave height distribution is a function of the depth and slope of the local sea floor:

²¹ It is recommended that the following conditions are fulfilled if the Battjes and Groenendijk model is to be used:

- the direction of wave propagation is within 30° of the direction of steepest seabed slope,
- considering values of seabed slope averaged over distances of 1 and 3 deepwater wavelengths in the upwave direction from the turbine position, the greater of the two values should be positive and not greater than 0,05 rad,
- considering the seabed slope over a distance of 10 deepwater wavelengths in the upwave direction from the turbine position and the average seabed slope within each one-wavelength segment, each of the ten values of seabed slope should not differ by more than 0,02 rad from the slope calculated in b) and no value of slope should differ by more than 0,005 rad from the slopes of adjacent segments,
- the current velocity should be less than 1,5 m/s.

$$F(h) = P r(\underline{h} < h) = \begin{cases} F_1(h) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{h}{h_1}\right)^2\right) & h \leq h_{tr} \\ F_2(h) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{h}{h_2}\right)^{3,6}\right) & h \geq h_{tr} \end{cases} \quad (B.15)$$

where the constants h_1 and h_2 are given in Table B.1. The root-mean-square wave height H_{rms} is given by

$$H_{rms} = 2,69\sqrt{m_0} + 3,24\frac{m_0}{d} \quad (B.16)$$

where d is the local depth and the variance of the sea surface elevation is m_0 . The transition wave height H_{tr} is:

$$H_{tr} = (0,35 + 5,8\tan\alpha)d \quad (B.17)$$

where α (rad) is the local sea floor slope. The normalised transition wave height h_{tr} is given by

$$h_{tr} = \frac{H_{tr}}{H_{rms}} \quad (B.18)$$

Finally, the individual wave height with x % probability of exceedance is given by

$$H_{x\%} = h_{x\%} H_{rms} \quad (B.19)$$

where $h_{x\%}$ is given in Table B.1 for different values of x .

Table B.1 – Constants h_1 and h_2 and normalised wave heights $h_{x\%}$ as a function of H_{tr}

h_{tr}	h_1	h_2	$h_{2\%}$	$h_{1\%}$	$h_{0,1\%}$
0,05	12,209	1,060	1,549	1,621	1,814
0,10	7,012	1,060	1,549	1,621	1,814
0,15	5,070	1,060	1,549	1,621	1,814
0,20	4,028	1,060	1,549	1,621	1,814
0,25	3,369	1,060	1,549	1,621	1,814
0,30	2,912	1,060	1,549	1,621	1,814
0,35	2,575	1,061	1,549	1,621	1,814
0,40	2,315	1,061	1,549	1,621	1,815
0,45	2,108	1,061	1,550	1,622	1,815
0,50	1,939	1,062	1,551	1,623	1,816
0,55	1,799	1,062	1,552	1,624	1,817
0,60	1,682	1,064	1,554	1,626	1,820
0,65	1,582	1,065	1,556	1,628	1,823

h_{tr}	h_1	h_2	$h_2 \%$	$h_1 \%$	$h_{0,1} \%$
0,70	1,497	1,068	1,560	1,632	1,827
0,75	1,424	1,071	1,564	1,637	1,832
0,80	1,361	1,075	1,570	1,643	1,839
0,85	1,308	1,080	1,577	1,650	1,847
0,90	1,261	1,086	1,586	1,659	1,857
0,95	1,222	1,093	1,596	1,670	1,869
1,00	1,188	1,100	1,607	1,682	1,882
1,05	1,159	1,109	1,620	1,695	1,898
1,10	1,134	1,119	1,635	1,710	1,914
1,15	1,113	1,130	1,650	1,726	1,932
1,20	1,096	1,141	1,666	1,744	1,952
1,25	1,081	1,153	1,684	1,762	1,972
1,30	1,068	1,165	1,702	1,781	1,993
1,35	1,057	1,178	1,721	1,801	2,016
1,40	1,048	1,192	1,741	1,821	2,038
1,45	1,040	1,205	1,761	1,842	2,062
1,50	1,033	1,219	1,781	1,864	2,086
1,55	1,028	1,234	1,802	1,885	2,110
1,60	1,023	1,248	1,823	1,907	2,135
1,65	1,019	1,262	1,844	1,930	2,160
1,70	1,016	1,277	1,865	1,952	2,184
1,75	1,013	1,292	1,887	1,974	2,209
1,80	1,011	1,306	1,908	1,996	2,234
1,85	1,009	1,321	1,929	2,019	2,259
1,90	1,007	1,335	1,951	2,041	2,284
1,95	1,006	1,350	1,972	2,063	2,309
2,00	1,005	1,364	1,987	2,085	2,334
2,05	1,004	1,379	1,985	2,107	2,358
2,10	1,003	1,393	1,984	2,129	2,383
2,15	1,002	1,407	1,983	2,151	2,407
2,20	1,002	1,421	1,982	2,150	2,431
2,25	1,002	1,435	1,981	2,149	2,455
2,30	1,001	1,449	1,980	2,149	2,479
2,35	1,001	1,463	1,980	2,148	2,502
2,40	1,001	1,476	1,979	2,148	2,525
2,45	1,001	1,490	1,979	2,147	2,548
2,50	1,000	1,503	1,979	2,147	2,571
2,55	1,000	1,516	1,979	2,147	2,594
2,60	1,000	1,529	1,978	2,147	2,616
2,65	1,000	1,542	1,978	2,146	2,629
2,70	1,000	1,555	1,978	2,146	2,629
2,75	1,000	1,568	1,978	2,146	2,629
2,80	1,000	1,580	1,978	2,146	2,629

h_{tr}	h_1	h_2	$h_2 \%$	$h_1 \%$	$h_{0,1} \%$
2,85	1,000	1,593	1,978	2,146	2,628
2,90	1,000	1,605	1,978	2,146	2,628
2,95	1,000	1,617	1,978	2,146	2,628
3,00	1,000	1,630	1,978	2,146	2,628

An example of the use of the Battjes and Groenendijk method is given below. For comparison purposes, the same parameter values are used as for the example of the Goda method presented in B.3.2. The relevant parameters for the Battjes and Groenendijk method are:

- water depth: 21 m
- significant wave height: 7,1 m
- slope of the sea bed, i.e. $\tan\theta$: 0,01

Standard deviation of wave heights: $\sqrt{m_0} = H_{m0}/4 = 1,775$ m

Transition wave height: $H_{tr} = (0,35 + 5,8 \times 0,01) \times 21 = 8,57$ m

Root-mean-square of wave height: $H_{rms} = 2,69 \times 1,775 + 3,24 \times 1,775^2/21 = 5,26$ m

Normalised transition wave height: $h_{tr} = H_{tr}/H_{rms} = 8,57/5,26 = 1,63$

Using Table B.1 to find: $h_1 = 1,021$ and $h_2 = 1,256$ for $h_{tr} = 1,63$

Using the distribution function F to find the normalised $h_{0,1} \%$:

- with F_1 : $h_{0,1} \% = h_1 (-\ln(0,001))^{1/2} = 1,021 \times (-\ln(0,001))^{1/2} = 2,68$
- with F_2 : $h_{0,1} \% = h_2 (-\ln(0,001))^{1/3,6} = 1,256 \times (-\ln(0,001))^{1/3,6} = 2,15$

Since $h_{0,1} \% > h_{tr} = 1,63$, F_2 shall be used, and therefore $h_{0,1} \% = 2,15$.

Finally, the wave height with 0,1 % probability of exceedance is:

$$H_{0,1\%} = 2,15 \times H_{rms} = 2,15 \times 5,26 = 11,3 \text{ m.}$$

The conventional Rayleigh distribution of wave heights gives:

$$H_{0,1\%} = 1,86 \times 7,1 = 13,2 \text{ m.}$$

B.3.4 The Forristall wave and crest height distributions

The Forristall distributions for wave heights and crest heights have been often used even for shallow waters. The wave height distribution is an empirical Weibull distribution originally fitted to storms observed in the Gulf of Mexico (reference document 5) but the distribution has been shown to have a wider applicability. The crest height distribution is based on 2D and 3D irregular wave train simulations accurate to 2nd order. These distributions have been compared to real storms in the Gulf of Mexico and the North Sea (reference document 6 of Clause B.5). The crest height distributions are fits parameterised by the steepness and water depth parameters.

Both the wave and crest height distributions are Weibull distributions

$$Pr\{H > h\} = \exp\left[-\left(\frac{h}{\alpha H_s}\right)^\beta\right] \quad (\text{B.20})$$

Where α and β are given by:

$$\text{wave height: } \alpha = 0,681 \quad \beta = 2,126 \quad (\text{B.21})$$

$$\text{crest height 2D: } \alpha = 0,3536 + 0,2892 S_1 + 0,1060 U_r \quad (\text{B.22})$$

$$\beta = 2 - 2,1597 S_1 + 0,0968 U_r^2$$

$$\text{crest height 3D: } \alpha = 0,3536 + 0,2568 S_1 + 0,0800 U_r \quad (\text{B.23})$$

$$\beta = 2 - 1,7912 S_1 - 0,5302 U_r + 0,284 U_r^2$$

and the steepness and Ursell numbers are given by:

$$S_1 = \frac{2\pi}{g} \frac{H_s}{T_1^2} \quad (\text{B.24})$$

and

$$U_r = \frac{H_s}{k_1^2 d^3} \quad (\text{B.25})$$

in which $T_1 = m_0 / m_1$, i.e. the mean period calculated from the first two spectral moments, and k_1 is the wave number for a frequency of $1/T_1$ determined through the linear dispersion relation:

$$\frac{4\pi^2}{T_1^2 g} d = k_1 d \tanh(k_1 d) \quad (\text{B.26})$$

Figure B.2 compares calculated values of $H_{0,1\%}$ from the Goda, Battjes-Groenendijk, Forristall and Rayleigh models for ranges of seabed slope and peak spectral period values.

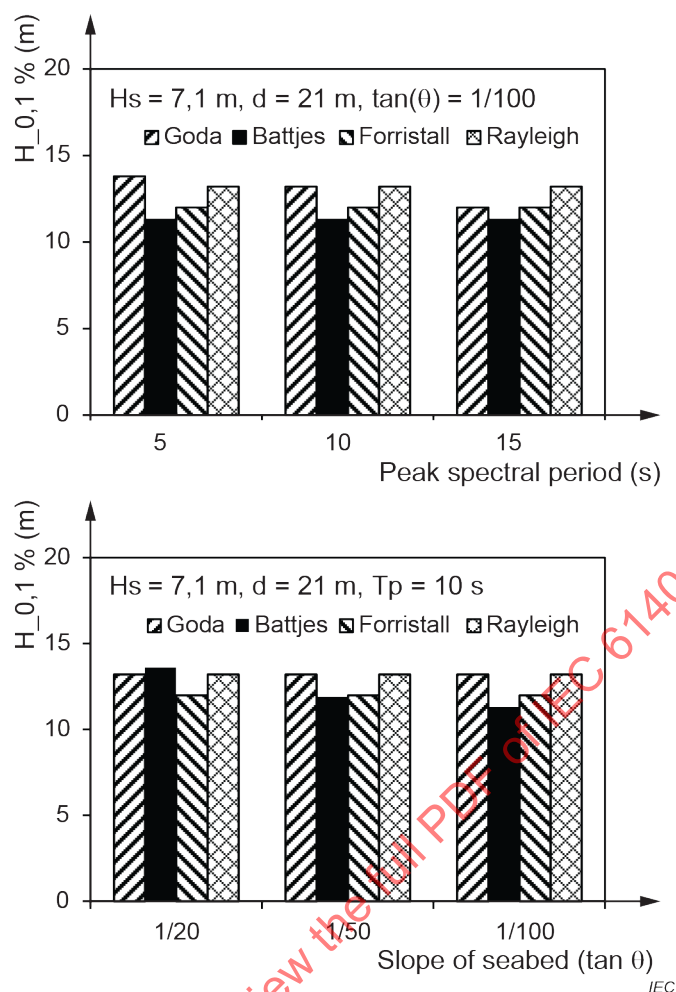


Figure B.2 – Comparison of wave height distribution results

B.4 Breaking waves

Waves may break in different ways, depending principally on the ratio of deep water wave steepness to sea floor slope.

In shallow water, the empirical breaking limit of the wave height is approximately 78 % of the local water depth. The presence of a sloping sea floor (still water depth decreasing in the direction of wave propagation) can lead to breaking waves which are significantly higher than limiting height regular waves in the same local water depth ($0,78d$). Guidance is provided by Barltrop and Adams (reference document 7 of Clause B.5).

The wave period, T , associated with a regular wave of wave height, H , has a depth-dependent lower limit, which is determined from the breaking wave height limit, and which may be approximated by

$$T > \sqrt{\frac{0,78d}{0,14 \frac{g}{2\pi}} \operatorname{arctanh}\left(\frac{H}{0,78d}\right)} \quad H < 0,78d \quad (\text{B.27})$$

where d denotes the water depth²².

In deep water, waves can also break when the steepness exceeds 1/7, that is when the wave height is greater than 14 % of the wavelength.

The breaking wave height H_b may be estimated using Equation (B.28) (from reference document 8 of Clause B.5) which is considered conservative for sea floor slopes with $\alpha > 0,1$. It is noted that various alternatives to this formula exist.

$$H_b = AL_0 \left\{ 1 - \exp \left[-1,5\pi \frac{d}{L_0} \left(1 + 11(\tan \alpha)^{4/3} \right) \right] \right\} \quad (\text{B.28})$$

where

$A = 0,12-0,18$ (0,17 is recommended)

L_0 is the deep water wavelength ($L_0 = (g / 2\pi)T_b^2$);

T_b is the period of the breaking wave;

α is the sea floor slope.

The maximum elevation of the free water surface, η_b may be estimated from reference document 9) of Clause B.5:

$$\eta_b = d \left\{ (\tan \alpha)^{f_1} \exp^{f_2} - 1 \right\} \quad (\text{B.29})$$

where

$$f_1 = \frac{H_b}{d} \left[2,44 \left(\frac{H_b}{d} \right)^2 - 9,24 \left(\frac{H_b}{d} \right) + 3,18 \right] \times 10^{-2} \quad (\text{B.30})$$

$$f_2 = \frac{H_b}{d} \left[-1,93 \left(\frac{H_b}{d} \right)^2 + 1,05 \left(\frac{H_b}{d} \right) + 5,58 \right] \times 10^{-1} \quad (\text{B.31})$$

Breaking wave properties are also influenced by wind-wave interaction, wave-wave interaction and current interaction.

It is convenient to classify breaking waves as either spilling, plunging or surging in form.

Spilling breakers are waves that are only just broken by the given conditions and retain a steep-sided profile. The wave profile and kinematics may be adequately described using a high-order stream function solution.

Plunging breakers occur when a wave, normally of moderate initial steepness, is made to break suddenly by running up a sea floor slope. The wave height increases well above the limiting regular wave height for the local water depth and a spout forms at the wave crest. The

²² Note that the constant 0,14 in this expression is based on theory for breaking waves over a regular horizontal sea floor and may change when the sea floor is uneven and/or has a slope.

impinging of this spout onto a fixed structure can lead to high impulsive loads and high local pressures.

The modelling of plunging breaking waves is difficult to perform numerically. One method is shown in Annex C. Below the still water level the wave profile and kinematics may be described by a high-order stream function solution²³.

Surging breaking waves occur when a very long wave with a low height encounters a sea floor slope such as a beach. The characteristic of this breaker is quite different from spilling and plunging breakers and they are unlikely to be of importance for offshore turbine design.

The type of breaking wave to be expected may be determined from

Table B.2 based on a function of the sea floor slope α (rad) and the square root of the wave steepness. The parameter ξ may be calculated on the basis of the deep water wave H_0 or the breaking wave height H_b and the length of the undisturbed wave λ_0 :

$$\xi_0 = \frac{\tan \alpha}{\sqrt{H_0/\lambda_0}} \quad (\text{B.32})$$

$$\xi_b = \frac{\tan \alpha}{\sqrt{H_b/\lambda_0}}$$

Table B.2 – Breaking wave type

Spilling	Plunging	Surging
$\xi_0 < 0,45$	$0,45 < \xi_0 < 3,3$	$3,3 < \xi_0$
$\xi_b < 0,40$	$0,40 < \xi_b < 2,0$	$2,0 < \xi_b$

The occurrence and type of breaking waves may also be influenced by the presence of the structure itself, especially for compact structures.

²³ Studies in shallow and deep waters have shown that while a stream function representation of a breaking wave may accurately reproduce the seabed overturning moment, the vertical distribution of loading may be different. The use of stream function theory may lead to under-prediction of local loads, particularly in the region of the wave crest.

B.5 Reference documents

- 1) Naess, A., 1984, *The effect of the Markov chain condition on the prediction of extreme values*, J. of Sound and Vibration, Vol. 94, pp.87-103
- 2) Glukhovskiy, B. H., 1966, *Issledovaniye morskogo vetrovogo volneniya (Investigation of sea wind waves)*, Gidrometeoizdat, Leningrad, pp.284.(in Russian)
- 3) Goda Y., 1975, *Deformation of irregular waves due to depth-controlled wave breaking*, Rept. Port and Harbour Res. Inst. 14(3), pp.59-106. (in Japanese)
- 4) Battjes, J. A., and Groenendijk, H. W., 2000, *Wave height distributions on shallow foreshores*, J. of Coastal Engineering, Vol. 40, pp.161-182
- 5) G.Z. Forristal, 1978, *On the statistical distribution of wave heights in a storm*, J. of Geophysical Research, pp. 2353-2358 ,Vol. 83
- 6) G.Z. Forristall, 2000, *Wave crest distributions: Observations and second-order theory*, J. of Physical Oceanography, pp. 1931-1943, Vol. 30
- 7) Barltrop, N. D. P., and Adams, A. J., *Dynamics of Fixed Marine Structures*, Butterworth Heinemann, ISBN 0 7506 1046 8, available from the Energy Institute, London, UK
- 8) Goda, Y., 2010. *Random Seas and Design of Maritime Structures* (3rd Edition), World Scientific, Singapore, Section 3.1.1
- 9) Hattori, M. and Katsuragawa, T., 1990, *Improved Calculation of the Shoaling Wave Field*, Coastal Engineering, pp. 396-409

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Annex C (informative)

Guidance on calculation of hydrodynamic loads

C.1 General

After selection of an appropriate wave theory (see Annex B), the water particle kinematics associated with the waves and currents and the resulting structural loads may be calculated.

The water particle kinematics for an irregular wave train may be generated using the following methods.

- a) White noise filtering. In this method, Gaussian white noise is filtered in the time domain with a filter representing the wave spectrum.
- b) The random coefficient method. In this method, the sea surface is approximated by the sum of a number of sine and cosine functions, where each sine and each cosine function has a random, normally distributed amplitude dependent on the wave spectrum.
- c) The random phase angle method. In this method, the sea surface is approximated by the sum of a number of (co)sine functions, where each (co)sine function has a fixed amplitude dependent on the wave spectrum, and a random phase angle.

Dependent on the type of calculation or the design load case being considered, it may be important to model a water surface with one or more features resembling as closely as possible what is found in nature, such as:

- raggedness of the wave spectrum;
- length of wave groups;
- number of waves per wave group;
- variations between realisations.

The simulation period has an impact on the required number of frequency components to avoid unintended periodicity of the simulated wave train. For a simulation period of 600 s applying a single mode spectrum, 500 components equidistantly distributed in frequency space between 0 Hz and an appropriate cut-off frequency is generally sufficient.

When using the random phase angle method, attention should be paid to the fact that the method only simulates a true Gaussian process (and gives the right 'wave groupiness') if an infinite number of components are used. In practice, at least 1 000 components should be considered (see reference document 1 of Clause C.8).

Linear Airy wave theory defines water particle kinematics from the sea floor to the still water level. To take account of the varying height of the water surface, a wave stretching technique may be applied. Wheeler-stretching and delta-stretching are two suitable methods and are described in ISO 19901-1:2015 (A.9.4.1 and A.8.4.2 respectively).

Hydrodynamic loading on offshore structures may be classified as:

- viscous drag loading: caused by skin friction and vortices generated in the flow as it passes the members. The viscous drag force is proportional to the square of the incident velocity;
- inertia loading: caused by the pressure gradient in an accelerating fluid and the local interaction of the member with the accelerating fluid. The inertia force is proportional to the acceleration of the fluid;
- diffraction loading: a type of loading in which the presence of the structure modifies the wave pattern and so changes the loading on the structure;

- slap and slam loading: an inertia force occurs as a member passes through the water surface. The force is proportional to the square of the relative velocity;
- shed vortex loading: as each of the vortices, causing drag loading, moves away from the structure, fluctuating forces are applied to the structure. If a structural natural frequency is close to the vortex 'shedding' frequency then large oscillations can develop;
- wave radiation loading: caused by the oscillatory motion of the structure generating free surface waves that propagate away from the structure. This loading is linearly proportional to the oscillatory velocity of the structure and depends on its history of motion. When the oscillatory motion is small, such as is the case for most offshore wind turbine support structures founded in the seabed, the wave radiation loading can be neglected. The associated damping can be calculated by potential theory diffraction/refraction methods.

In addition to the above, the loads resulting from the hydrostatic pressure field shall also be accounted for. This is particularly important for any non-flooded members.

If a member is small compared with the wavelength then the water particle motions are only locally affected by the member and the forces can be calculated from the drag and inertia components using Morison's equation. This is discussed in Clause C.2 below. When the member size is greater than about 1/5 of the wavelength, diffraction effects are important, as discussed in Clause C.3.

C.2 Morison's equation

Morison's equation (see reference document 2) is the commonly used expression for the calculation of viscous drag and inertia loading on frame structures. The equation for a static member is:

$$F = \frac{1}{2} C_d \rho D |U| U + C_m \rho A \dot{U} \quad (\text{C.1})$$

where

- F is the force per unit length of member;
- C_d is the drag coefficient;
- C_m is the inertia coefficient;
- ρ is the density of water;
- D is the member diameter;
- A is the cross-sectional area of the member;
- U is the velocity of the flow resolved normal to the member;
- $\dot{U}$ is the acceleration of the flow resolved normal to the member.

If the structure moves significantly, the relative velocity modifies the drag force and can result in hydrodynamic damping. The relative acceleration results in a force similar to the inertia force which can most conveniently be analysed using the concept of an added mass of water which is constrained to move with the structure. In this case, Morison's equation becomes:

$$F = \frac{1}{2} C_d \rho D |U_r| U_r + C_m \rho A \dot{U}_w - C_a \rho A \dot{U}_s \quad (\text{C.2})$$

where

- U_r is the relative velocity of the flow normal to the member;

- $\dot{U}_w$ is the acceleration of the flow resolved normal to the member;
- $\dot{U}_s$ is the acceleration of the structure resolved normal to the member;
- C_a is the added mass coefficient ($C_a = C_m - 1$ for slender, cylindrical members of fixed structures).

The values of C_d and C_m vary as a function of Reynolds number, surface roughness, Keulegan-Carpenter number and current/wave velocity ratio. Experiments at many sites have shown considerable variation in values of C_d and C_m at nominally the same conditions. As a result there is considerable uncertainty in the values of C_d and C_m appropriate for offshore structures. For guidance on the selection of C_d and C_m values, the designer is referred to reference document 3 of Clause C.8.

For non-cylindrical members, guidance on the choices of C_d and C_m values may be obtained from reference document 4 of Clause C.8. It should be noted that for non-circular cross-sections, C_d is a function of the incident flow angle.

C.3 Diffraction

Diffraction occurs when the structure modifies the wave pattern. This occurs when the cross-sectional dimension of the structure is large compared to the wave length, typically when $D > 0,2\lambda$. In this case, Morison's equation is no longer applicable.

In order to calculate wave diffraction effects, it is necessary to follow the procedure for a wave theory with the additional boundary condition of no flow through the diffracting structure. In general, numerical methods based on sink-source methods or finite fluid elements shall be used, assuming linear wave theory. The results from sink-source methods should be checked to ensure that irregular frequencies are avoided. If a new structural concept is introduced and the loads cannot adequately be described by state of the art numerical methods, model experiments are recommended.

For certain simple cases, such as a vertical cylinder extending from the seabed and piercing the free surface, the diffraction problem may be solved analytically. The solution for surface-piercing cylinders in intermediate water depths was provided by MacCamy and Fuchs (see reference document 5). The net force in the direction of wave propagation per unit axial length acting on a cylinder of radius a is given by

$$f_x = \frac{2\rho g H}{k} \frac{\cosh(ks)}{\cosh(kd)} \frac{1}{\sqrt{A_1(ka)}} \cos(\omega t - \alpha) \quad (C.3)$$

where

$$A_1(ka) = J_1'^2(ka) + Y_1'^2(ka) \quad (C.4)$$

$$\alpha = \arctan \left(\frac{J_1'(ka)}{Y_1'(ka)} \right)$$

The horizontal force per unit length may be, equivalently, written as the inertia part of Morison's equation:

$$f_x = C_m \rho \pi a^2 \dot{U}_a \quad (C.5)$$

in which $\dot{U}_\alpha$ is the water particle acceleration at an elevation s above the sea floor at a phase lag of α

$$\dot{U}_\alpha = (gHk/2) \left(\cosh(ks) / \cosh(kd) \right) \cos(\omega t - \alpha)$$

$$C_m = \frac{4}{\pi(ka)^2 \sqrt{A_1}} \quad (C.6)$$

This analytical solution can be used to predict wave forces on cylindrical foundations such as monopiles and some gravity-base foundations. The formulae may lead to erroneous results, however, if the structure geometry deviates much from the assumed cylindrical shape, such as when a conical component is present in the wave splash zone to reduce ice loads.

C.4 Slap and slam loading

Wave slap and slam forces occur when a member is suddenly immersed in water. Wave slam occurs when an approximately horizontal member is engulfed by a rising water surface as a wave passes. The highest slamming forces occur for members at the still water level and the slam force direction is close to the vertical. Wave slap is associated with breaking waves and affects members at any inclination but in the plane perpendicular to the wave direction. The highest forces occur above the still water level. In both instances, the force is applied impulsively and the dynamic response of the structure is therefore of importance.

The actual hydrodynamics of slamming are highly complex. The member geometry, the precise shape of the water surface and the presence of entrained air at the instant of the slam occurring have a significant effect on the slam force. The equation for slam force per unit length is commonly written as

$$F = \frac{1}{2} C_s \rho D U^2 \quad (C.7)$$

where C_s is the slam coefficient. Measured values of C_s for a cylinder are typically between 3 and 7.

For slam or slap in waves, the velocity U is not simply the water particle velocity. U can be determined from a wave theory by either resolving the particle velocities at the point of impact, first normal to the water surface and then normal to the member. It is theoretically more correct to consider $|U_s|U_p$ instead of U^2 in the slam equation where U_s is the rate at which the water surface crosses the cylinder diameter and U_p is the relative velocity of water particles normal to the cylinder.

Slap and slam can lead to very high local water pressures. It is possible to estimate these pressures although the uncertainties in the calculation are very considerable. For practical purposes in exposed waters, it is reasonable to allow for a pressure of 1 MPa on surfaces liable to slam or slap (see reference document 4 of Clause C.8).

Measurements by Wienke of breaking waves acting on vertical and inclined cylindrical structures (see reference document 6 of Clause C.8) have shown that the impact force F_I may be added to Morison's equation as an additional component of the wave force:

$$F_{\text{wave_break}} = F_D + F_M + F_I \quad (C.8)$$

where

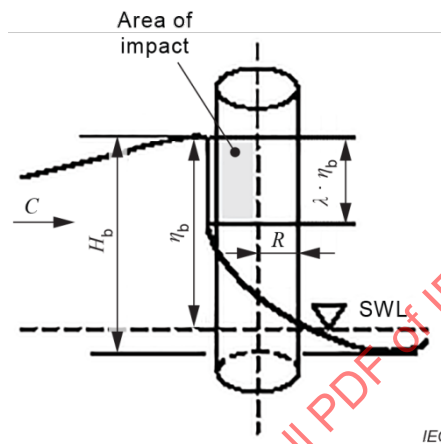
F_D is the drag component of the wave force;

F_M is the inertia component of the wave force;

F_I is the impact component of the breaking wave force.

The drag and inertia force vary in time in accordance to the water surface elevation associated with the wave cycle and may be analysed using a higher order wave theory.

Considering a cylinder in a breaking wave environment, the impact area may be defined as shown in Figure C.1:



Key

- C wave celerity
- H_b wave height at the breaking location
- η_b maximum elevation of the free water surface
- R radius of the cylinder
- λ curling factor $\approx 0,5$

Figure C.1 – Breaking wave and cylinder parameters

When the mass of water hits the cylinder not normally but at an oblique angle γ as shown in Figure C.2, then the shape of the cylinder has to be represented by an elliptic instead of a circular shape. This description is valid for the inclined cylinder or when the over curling breaker tongue hits the vertical cylinder obliquely, i.e. below the wave crest.

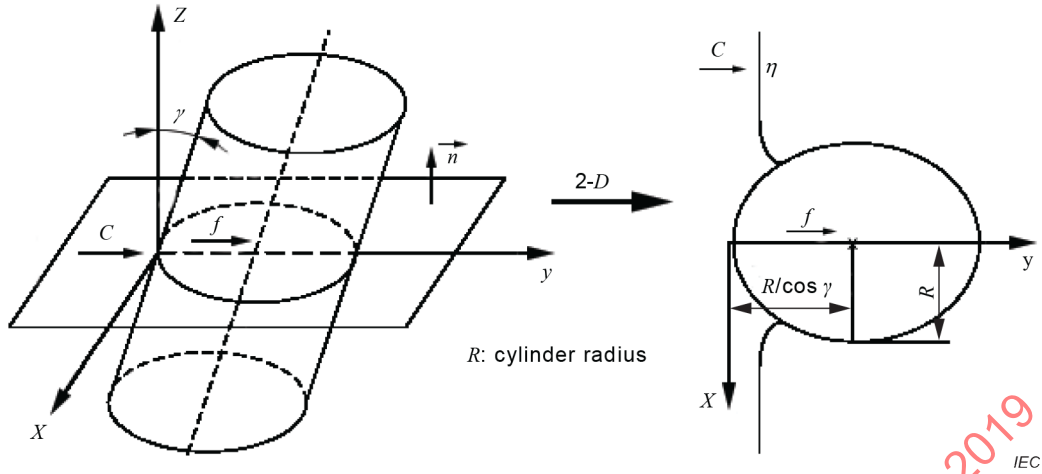


Figure C.2 – Oblique inflow parameters

The impact force F_I may be calculated as

$$F_I = \lambda \eta_b \rho_{\text{water}} R C^2 \cos^2 \gamma \left(2\pi - 2 \sqrt{\frac{C \cos \gamma}{R}} t \operatorname{artanh} \sqrt{1 - \frac{C \cos \gamma}{4R}} t \right) \quad (\text{C.9})$$

$$\text{for } 0 \leq t \leq \frac{R}{8C \cos \gamma}$$

and

$$F_I = \lambda \eta_b \rho_{\text{water}} R C^2 \cos^2 \gamma \left(\pi \sqrt{\frac{1}{6 \frac{C \cos \gamma}{R} t'}} - 4 \sqrt{\frac{8 C \cos \gamma}{3 R}} t' \operatorname{artanh} \sqrt{1 - \frac{C \cos \gamma}{R} t'} \sqrt{\frac{C \cos \gamma}{R} t'} \right) \quad (\text{C.10})$$

$$\text{for } \frac{3R}{32C \cos \gamma} \leq t' \leq \frac{12R}{32C \cos \gamma} \text{ with } t' = t - \frac{R}{32C \cos \gamma}$$

The total duration of the impact is given by

$$T = \frac{13R}{32C \cos \gamma} \quad (\text{C.11})$$

where

γ is the angle between direction of the motion of the mass of water and the perpendicular to the cylinder's axis;

$\cos \gamma = 1$ for wave breaking at the vertical cylinder;

$\cos \gamma < 1$ for the over curling breaker tongue hitting the vertical cylinder, or wave breaking at an inclined cylinder.

It should be noted that the curling factor λ increases with the inclination of the cylinder against the wave direction. The maximum impact force occurs for an inclination angle of

approximately 25° against the wave direction. The vertical position of the maximum impact line force is shown in Figure C.3 for $\gamma = 0^\circ$.

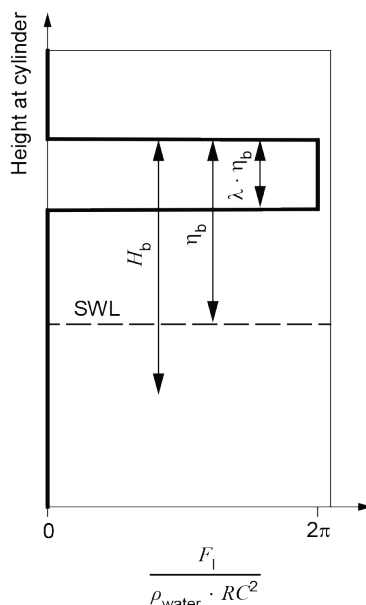


Figure C.3 – Distribution over height of the maximum impact line force ($\gamma = 0^\circ$)

C.5 Vortex-induced vibrations

C.5.1 General

Vortices which form and shed into the flow past a bluff body such as a cylindrical pile produce a dynamic loading upon the body. The principal danger from this type of loading arises from the possibility of resonance between a natural frequency of the structure and the frequency of excitation. Large and damaging amplitudes of oscillation can be caused by a complicated mechanism of resonance which occurs over a considerable range of conditions, when interaction between the flow and the structure's motion causes the frequency of the excitation to be controlled by and to lock in to that of the response.

Vortex shedding excitation is caused by pressure fluctuations associated with the motion of vortices in the wake of a body. Although the fluctuating force is predominantly at right angles to the direction of the approaching flow, vortex shedding can also produce dynamic forces in-line with the flow, and structural motion induced by vortex shedding can significantly increase the time-averaged drag. Forces due to vortex shedding are the result of complex fluid dynamic phenomena and are sensitive to a wide range of parameters which describe the characteristics of the flow and the structure. Despite considerable research activity, the whole process remains poorly understood and the predictions of loading and response are subject to considerable uncertainty. Some guidance with regard to the calculation of hydrodynamic loads due to vortex shedding is given in reference documents 7), 8) and 9) of Clause C.8.

Few structural components can be designed to withstand the consequences of resonance. In the main, therefore, it is important either to avoid those conditions where resonance may occur, or to take specific measures to inhibit the mechanism of excitation. The frequencies at which large amplitudes of oscillation may be expected can be predicted with much greater confidence than either the loading or the response.

Vortex-induced vibrations may result from steady currents or from water velocities associated with long period waves (high Keulegan-Carpenter number). These may result from transport and installation design situations as well as situations associated with the installed wind turbine.

C.5.2 Critical velocities for cross-flow motion

The frequency of the fluctuating lift force increases with the flow velocity. If, at the critical flow velocity, the frequency f_l of the lift fluctuation equals the natural frequency of the member, then resonance can be expected. Depending on the level of structural damping present, large amplitude oscillations may occur. If the flow can be approximated by a steady current, i.e. if the K_c number is high, the critical velocity is given by

$$U_{\text{crit}} = \frac{f_n D}{S_t} \quad (\text{C.12})$$

where f_n is the structural natural frequency (Hz) and S_t is the Strouhal number. It follows that for a circular cylinder, for which the Strouhal number is approximately 0,2:

$$U_{\text{crit}} \approx 5f_n D \quad (\text{C.13})$$

for peak cross-flow oscillations. Motion may start at lower flow speeds. The flow velocity U may be expressed in terms of a reduced velocity U_r :

$$U_r = \frac{U}{f_n D} \quad (\text{C.14})$$

The value of the critical reduced velocity $U_{r,c}$ is approximately 5 for peak amplitude at Reynolds numbers where the Strouhal number is approximately 0,2. The flow speed for the onset of large amplitude cross-flow motion at supercritical Reynolds numbers is given by $U_r \approx 3,7$. Structures with low damping may respond at a slightly lower U_r .

The flow speed at which significant cross-flow motion starts generally depends on the structural mass and damping, and on the displaced mass. The non-dimensional 'mass damping parameter' k_s (also known as the Scruton number) combining these influences is defined as:

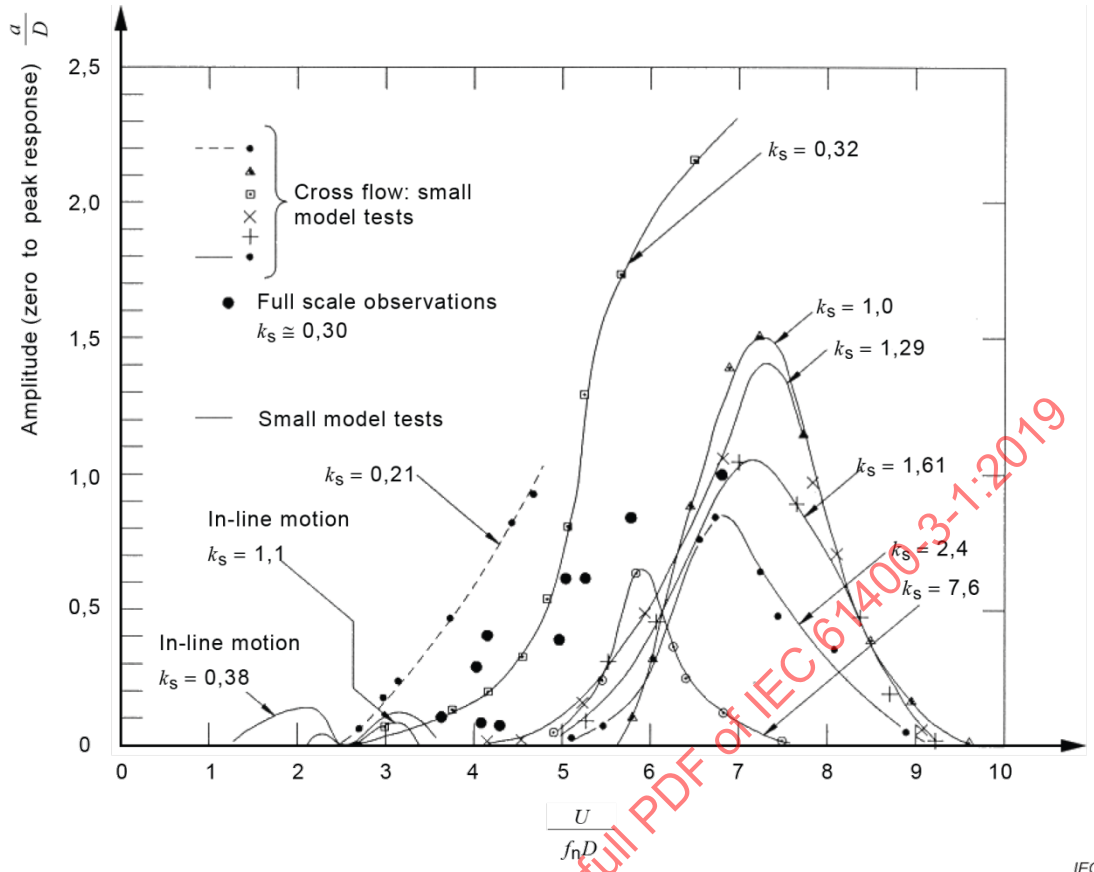
$$k_s = \frac{2m_e \delta}{\rho D^2} \quad (\text{C.15})$$

where

m_e is the equivalent mass per unit length (see reference document 4) of Clause C.8);

δ is the logarithmic decrement of structural damping.

Figure C.4 shows the conditions, in terms of k_s and U_r for which significant cross-flow oscillations can be expected. If these conditions cannot be avoided, excitation may be inhibited by devices such as strakes, shrouds and fairings.



See reference document 4 of Clause C.8.

Figure C.4 – Response of model and full-scale cylinder in-line and cross-flow

C.5.3 Critical velocities for in-line motion

Alternate vortex shedding at frequency f_1 produces dynamic loading in the in-line direction at frequency $2f_1$. The critical reduced velocity for this mode of excitation is therefore

$$U_r \approx 2,5 \quad (\text{C.16})$$

Other modes of vortex shedding that lead to in-line oscillations have also been observed. The main one, associated with vortices being shed simultaneously in pairs rather than in the usual alternate pattern, has a lower critical velocity at

$$U_r \approx 2,0 \quad (\text{C.17})$$

For a given structure, the amplitude of in-line oscillations is generally no more than 20 % of that for the cross-flow direction.

C.6 Appurtenances

C.6.1 General

Hydrodynamic loads acting on appurtenances to the structure, such as J-tubes, boat fenders, ladders, walkways, etc., should be accounted for. Large appurtenances such as J-tubes and fenders can often be modelled as individual members whereas small appurtenances need not be modelled explicitly provided the dimensions and/or force coefficients for the modelled elements account for the contribution of the forces acting on the omitted elements.

A simple method is presented below for modelling the loads on an appurtenance by calculating equivalent hydrodynamic coefficients.

C.6.2 Alternative method for estimating hydrodynamic coefficients accounting for appurtenances and marine growth

C.6.2.1 General

A simple method for global load analysis, largely based on the API Recommended Practice 2A-WSD (reference document 10) of Clause C.8), is presented below for modelling the loads on appurtenances by calculating equivalent hydrodynamic coefficients. The guidance provided in Subclause C.6.2 applies to cases where the diameter of the main structure is at least 4 times the diameters of the appurtenances and both main structure and appurtenances have circular cross-sections.

This method determines equivalent hydrodynamic drag and inertia coefficients (C_{deq} and C_{Meq}) which, when combined with the basic geometry (diameter) of the main member (monopile or jacket leg) and using Morison's equation, lead to the total hydrodynamic forces on the overall cross-section with appurtenances, marine growth, etc.

The equivalent hydrodynamic coefficients are functions of the following variables:

- marine growth thickness (t_{MG}) [m];
- Keulegan-Carpenter number (KC) [-];
- total wave and current velocities (U) [m/s];
- appurtenance cross-section dimension (d_i) [m];
- appurtenance orientation on main member relative to wave and current direction (ϕ_i) [deg.];
- spacing between main member and appurtenance, surface to surface (S_i) [m].

The appurtenances, i.e. J-tubes, fenders, boat landing, etc., are approximated by vertical circular cylinders, characterized by an equivalent diameter, d_i as suggested in reference document 10). The equivalent diameter is in the present method corrected for marine growth.

The overall principle is to calculate the equivalent hydrodynamic coefficients as the sum of the corresponding loads on the individual members and normalize it with respect to the main member diameter.

The equivalent hydrodynamic coefficients for a given cross-section are hence calculated by:

$$C_{deq} = \Psi^2 \left\{ \frac{D'}{D} C_d + \sum \left[\frac{d'_i}{D} C_{di} I F_{Di} \right] \right\} \quad (C.18)$$

and

$$C_{Meq} = \Psi \left\{ \frac{D'^2}{D^2} C_M + \Sigma \left[\frac{d_i'^2}{D^2} (1 + (C_{Mi} - 1) IF_{Mi}) \right] \right\} \quad (C.19)$$

where the following symbols are used in this clause:

C_d is the drag coefficient for oscillating flow;

C_M is the inertia coefficient for cylindrical structure;

C_m is the added mass coefficient for cylindrical structure;

WAF is the wave amplification factor;

d_i is the diameter of the individual appurtenance without marine growth [m];

D is the main member diameter without marine growth [m];

t_{MG} is the marine growth thickness [m];

D'_i is an equivalent diameter to account for marine growth [m]

$$d'_i = d_i + 2t_{MG}$$

D' is an equivalent diameter to account for marine growth [m]

$$D' = D + 2t_{MG}$$

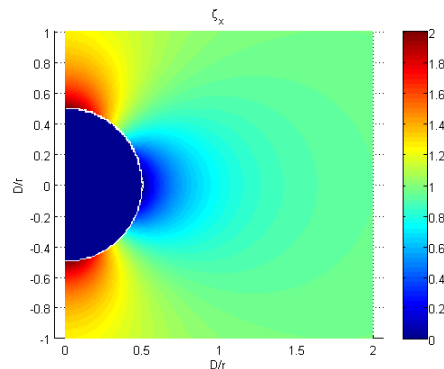
IF_{Di} is the interference factor expressing the variation in the drag term for the appurtenance due to the presence of the main member;

IF_{mi} is the interference factor expressing the variation in the added mass term (C_m) for the appurtenance due to the presence of the main member;

Ψ is the wave spreading factor;

ζ_x is a factor to account for the potential theoretical increase or decrease in particle velocity in the wave direction.

$$\zeta_x = v_x = 1 - \left(\frac{2S_i}{D} \right)^{-2} \cos(2\phi)$$



ζ_t is a factor to account for the total potential theoretical increase or decrease in total particle velocity

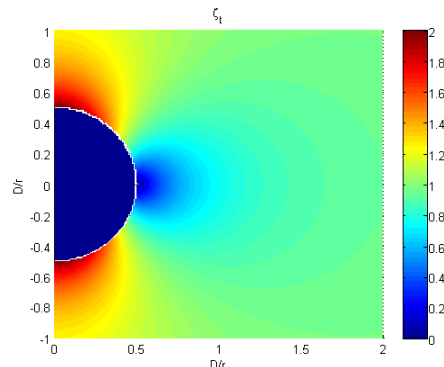
$$\zeta_t = \sqrt{v_x^2 + v_y^2}$$

where

$$v_y = -\left(\frac{2S_i}{D}\right)^{-2} \sin(2\phi)$$

ϕ is the appurtenance direction angle referenced to the wave direction, see Figure C.5 [rad];

S_i is the spacing between main member and appurtenance (center to center) [m].



It should be noted that:

- the terms D' and d' are applied to compensate for the marine growth;
- IF_{Di} and IF_{mi} are interference factors expressing the variation in hydrodynamic coefficient for the appurtenance due to the presence of the monopile;
- no interference from the appurtenance on the monopile is taken into account as it is assumed that $D \gg d_i$;
- ζ_x and ζ_t are factors to account for the potential theoretical increase or decrease in particle velocity projected on the wave direction and in total, respectively.

For shallow water, the wave kinematics will not vary significantly over the water depth and Reynolds number (Re) and KC may be calculated based on wave kinematics at the free surface. However, in general it will be more correct to calculate local Re and KC values for each cross-section.

Members above HAT can be considered as hydraulically smooth and members below HAT can be considered as hydraulically rough. The drag and inertia coefficients (C_d and C_M) for both the main members and the appurtenances shall be determined as a function of the local Keulegan-Carpenter number (KC or KC_d):

$$KC = \frac{u_{\max} T}{D'} \quad KC_i = \frac{u_{\max} \zeta_{ti} T}{D'} \quad (C.20)$$

In finding the hydrodynamic coefficient, the maximum velocity for the individual appurtenances can be adjusted to account for the potential theoretical increase or decrease in particle velocity due to the presence of the main member. For normal sea states, it is recommended to apply a representative $u_{\max}$ based on linear wave theory; for extreme waves, the maximum occurring values along the height shall be taken.

In the present interpretation, all elements will be considered in the post critical range ($Re > 3,5 \cdot 10^6$). This may be conservative for the determination of the drag coefficient, C_d , for the individual secondary structures which may have lower Re -numbers due to the smaller structural diameter.

The steady state drag coefficient, C_{DS} , has been assigned to 0,65 for smooth members and 1,05 for rough members. Alternatively C_{DS} values can be interpolated from the steady flow drag coefficient depending on the relative surface roughness.

Rough behaviour $C_{DS} = 1,05$

$$C_M = \begin{cases} 2 & 0 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 7 \\ 2,56 - 0,08 \frac{KC}{C_{ds}} & 7 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 17 \\ 1,2 & 17 \leq \frac{KC}{C_{ds}} \end{cases}$$

Smooth behaviour $C_{DS} = 0,65$

$$C_M = \begin{cases} 2 & 0 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 9 \\ 2,36 - 0,04 \frac{KC}{C_{ds}} & 9 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 19 \\ 1,6 & 19 \leq \frac{KC}{C_{ds}} \end{cases}$$

Rough behaviour $C_{DS} = 1,05$

$$\frac{C_d}{C_{dS}} = \begin{cases} 2 - 2,14 \frac{KC}{C_{ds}} & 0 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 0,70 \\ 0,5 & 0,70 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 1,90 \\ 0,5 + 0,105 \left(\frac{KC}{C_{ds}} - 1,90 \right) & 1,90 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 11,4 \\ 1,5 - 0,029 \left(\frac{KC}{C_{ds}} - 11,4 \right) & 11,4 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 20 \\ 1,25 - 0,0075 \left(\frac{KC}{C_{ds}} - 20 \right) & 20 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 40 \\ 1,10 - 0,00167 \left(\frac{KC}{C_{ds}} - 40 \right) & 40 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 100 \\ 1 & 100 \leq \frac{KC}{C_{ds}} \end{cases}$$

Smooth behaviour $C_{DS} = 0,65$

$$\frac{C_d}{C_{dS}} = \begin{cases} 1,75 - 1,3 \frac{KC}{C_{ds}} & 0 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 1,15 \\ 0,25 & 1,15 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 3,1 \\ 0,25 + 0,065 \left(\frac{KC}{C_{ds}} - 3,1 \right) & 3,1 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 18,5 \\ 1,25 - 0,007 \left(\frac{KC}{C_{ds}} - 18,5 \right) & 18,5 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 40 \\ 1,10 - 0,00167 \left(\frac{KC}{C_{ds}} - 40 \right) & 40 \leq \frac{KC}{C_{ds}} < 100 \\ 1 & 100 \leq \frac{KC}{C_{ds}} \end{cases}$$

With respect to interference factors, IF_{Di} and IF_{Mi} two phenomena are relevant: blocking and shielding. Blocking is to be applied to reduce the flow velocity due to the blocking of the flow caused by multiple members in a cross section and the shielding effect is to be applied to reduce the hydrodynamic loading on a member in the lee of the main member.

The boundary effect of a large diameter cylinder rather than an infinite flat wall is not well described in the available literature. Since the flow near the greater cylinder has to bend around the greater cylinder, the gap perpendicular to the flow is smaller or equal to the centre to centre gap and therefore it seems reasonable to multiply the relative gap with a diameter factor smaller than unity $f_{dia} = d_i / D \leq 1$. In the limiting case of $d_i / D \rightarrow 0$ which represents a cylinder close to an infinitely large cylinder, it is expected that the fixed wall case is approached and therefore $f_{dia} = d_i / D \rightarrow 1$. This factor reduces the relative gap and thus the diameter factor has an increasing effect on the drag and mass coefficients. Hence to account for the effect of the monopile not being an infinite wall the relative gap (H_i/d_i) is reduced by a factor of $0,5^{d_i/D}$. This factor, together with the method for including the shielding effect outlined in reference document 10), may be directly applied to calculate the interference factors IF_{Di} and IF_{Mi} .

Figure C.5 illustrates the geometrical definition of the two situations as the angle between the appurtenance structure and the incoming wave direction.

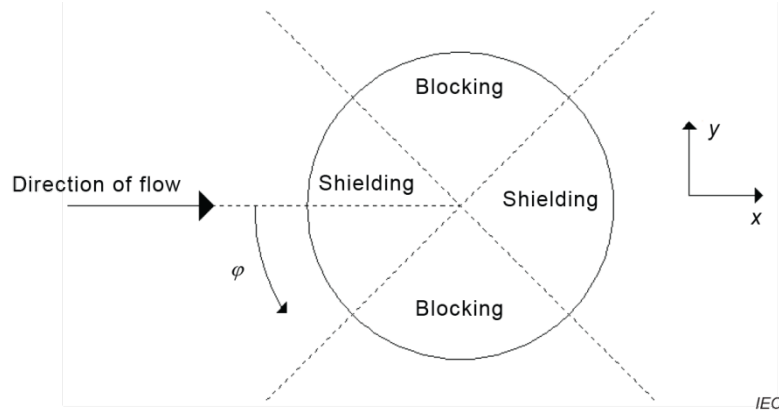


Figure C.5 – Geometrical definition of blocking and shielding

C.6.2.2 Calculation of interference factor for appurtenance drag coefficient (IF_{Di})

Blocking

The interference factor accounts for the local interference and flow disturbance due to the presence of the larger neighbouring structure. The interference factor is corrected by the potential theoretical velocity increase or decrease, ζ_x .

$$IF_{Di} = \left\{ 1 + |\cos(2\phi)| \left[Block_D \left(\frac{H_i}{d_i}, 0,5 \frac{d_i}{D} \right) - 1 \right] \right\} \zeta_x^2 \quad (C.21)$$

Equations C.22 for the $Block_D$ function use a fitting function to Figure C.6.

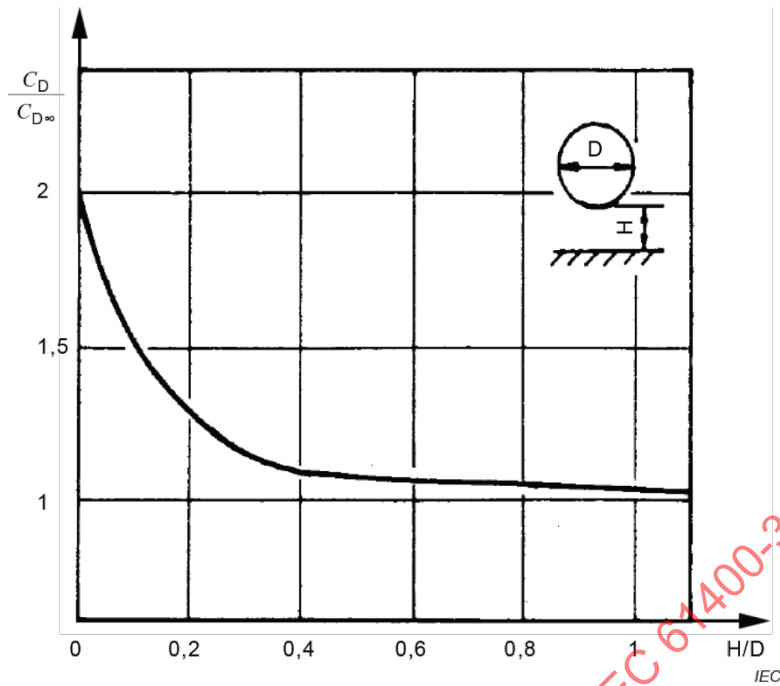
$$\text{For } \frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} < 0,4 \quad (C.22)$$

$$Block_D = -5,9309 \left(\frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} \right)^3 + 9,9604 \left(\frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} \right)^2 - 5,4055 \left(\frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} \right) + 2$$

$$\text{For } 0,4 \leq \frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} \leq 50$$

$$Block_D = -0,01923 \left(\frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} \right) + 1,0596$$

$$\text{For } \frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} > 50 \quad Block_D = 1,0$$



See reference document 7 of Clause C.8.

Figure C.6 – Influence of a fixed boundary on the drag coefficient on a circular cylinder in oscillatory supercritical flow $KC > 20$, $R_e = 10^5 - 2 \times 10^6$

Shielding

A shielding interference effect is to be applied as load amplification factor according to reference document 10).

$$IF_{Di} = 1 + |\cos(2\phi)| \left[\text{Shield} \left(\frac{S_i}{D}, \frac{A}{S_i} \right) - 1 \right] \quad (\text{C.23})$$

where

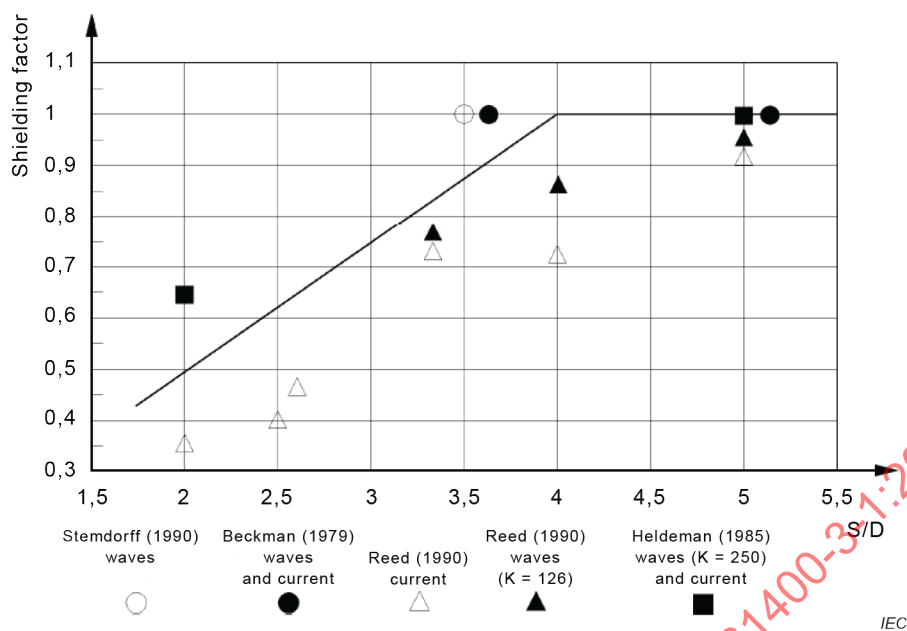
$$A = \frac{u_{\max} S_i T}{2\pi}$$

If $A/S_i > 2,5$ Asymptotic shielding factor from Figure C.7a.

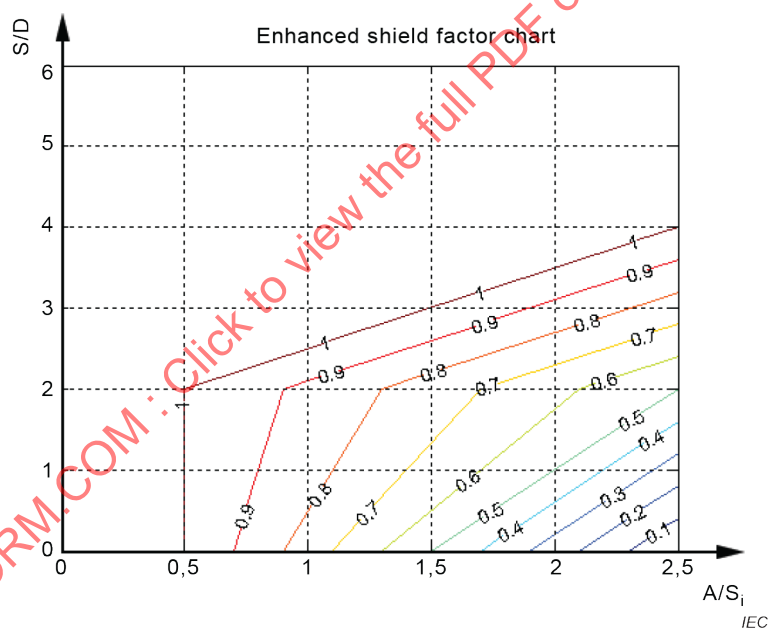
If $A/S_i < 0,5$ No shield factor. Shield = 1

$0,5 < A/S_i < 2,5$ Partial shielding. See Figure C.7b.

In the absence of better information, the shielding factor in the partial shielding regime can be linearly interpolated as a function of A/S . See Figure C.7b.



a) Shielding factor for wave loads on conductor arrays as a function of conductor spacing



b) Partial shielding

Figure C.7 – Shielding factors

C.6.2.2.1 Calculation of interference factor for appurtenance inertia coefficient (IF_{Mi})

Blocking

The blocking interference factor accounts for the local interference and flow disturbance due to the presence of the larger neighbouring structure. The ζ_x -factor takes into account the acceleration increase due to the presence of the main member.

$$IF_{Mi} = \left(1 + |\cos(2\phi_i)| \left[Block_m \left(\frac{H_i}{d_i}, 0,5 \frac{d_i}{D} \right) - 1 \right] \right) \zeta_x \quad (C.24)$$

Equation C.25 below for the $Block_M$ function is illustrated in Figure C.8.

$$Block_{Mi} = 1 + \left(1 + 10 \frac{H_i}{d_i} 0,5 \frac{d_{eqi}}{D} \right)^{-1} \quad (C.25)$$

When applying Figure C.8, a reference C_m value is assumed to a value of 1, which means that a necessary parameterization is applied as $C_{m\infty} = 1$. Therefore the value provided by Figure C.8 represents a relative C_m as it is assumed to be divided by a reference $C_{m\infty} = 1$.

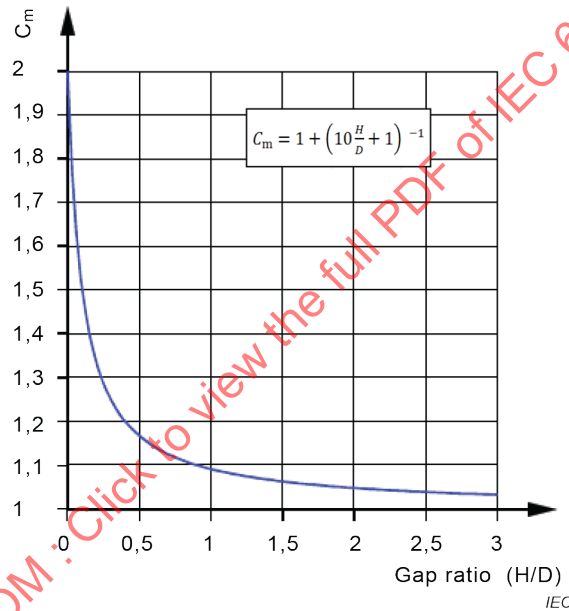


Figure C.8 – Recommended value for the added mass coefficient C_m of a circular cylinder; influence of a fixed boundary

Shielding

A shielding interference effect is to be applied as load amplification factor according to reference document 10) of Clause C.8.

$$IF_{Mi} = 1 + |\cos(2\phi_i)| \left[Shield \left(\frac{S_i}{D}, \frac{A}{S_i} \right) - 1 \right] \quad (C.26)$$

C.7 Calculation methods

C.7.1 General

For several design load cases, particularly those describing extreme events, it is important to account for all of the following effects: the stochastic nature of the wind and wave loading, the

flexibility of the structure and the non-linear nature of the waves. To account for these effects simultaneously the use of a non-linear, irregular wave model is required, as described in C.7.2. Because such models are not in common engineering usage, an alternative widely used method is described C.7.3.

C.7.2 Explicit approach

The most rigorous method includes explicit modelling of

- structural flexibility;
- turbulent wind;
- irregular, non-linear, short-crested waves.

In this case, the wave kinematics are calculated using an irregular, non-linear model such as a Boussinesq solver. Computational models of the turbulent wind field and the structural dynamics are similar to models used for time-domain simulation of onshore wind turbines. Disadvantages of this method are that some design load cases require long simulation times to capture the highest loads, and that wave solutions may be slow to converge.

C.7.3 Constrained wave approach

Using this method, simulations take the following effects into account:

- structural flexibility;
- turbulent wind;
- irregular, linear waves;
- regular non-linear waves.

In this case, the wave kinematics are calculated by embedding a non-linear regular wave into a series of irregular, linear waves. Computational models of the turbulent wind field and the structural dynamics are similar to models used for time domain simulation of onshore wind turbines. Alternatively, the constrained “New Wave” approach combined with a stretching method can be used.

The influence of directional spreading can be included in the constrained wave approaches by application of a directional spreading factor to the horizontal components of two-dimensional wave kinematics. A description of the directional spreading factor is provided in ISO 19901-1: 2015, A.8.3.2.2.

C.8 Reference documents

- 1) Elgar, S., Guza, R.T., and Seymour, R.J., 1985, *Wave group statistics from numerical simulations of a random sea*, Applied Ocean Research 7 (1985) 2, p93-96
- 2) Morison, J.R., O'Brien, M.P., Johnson, J.W. and Schaf, S.A., 1950, *The forces exerted by surface waves on piles* Petroleum Transactions, AIME, Vol. 189, pp 149-157
- 3) International Standard ISO 13819-2, Petroleum and natural gas industries – Offshore structures – Part 2: Fixed steel structures
- 4) Barltrop, N.D.P., and Adams, A.J., 1977, *Dynamics of fixed marine structures*, Butterworth Heinemann, ISBN 0 7506 1046 8, available from the Energy Institute, London, UK
- 5) MacCamy, R.C., and Fuchs R.A., 1954, *Wave forces in piles: A diffraction theory*, Technical memorandum no. 69, Beach Erosion Board, US Navy Corps of Engineers
- 6) Wienke, J., *Druckschlagbelastung auf Schlanke Zylindrische Bauwerke durch Brechende Wellen – Slamming an Offshore Windkraftanlagen*, Dissertation, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig
- 7) Det Norske Veritas, DNV-RP-C205, *Environmental Conditions and Environmental Loads*, April 2014

- 8) UK Department of Energy, *Fluid Loading on Fixed Offshore Structures – Background to the 4th edition of Offshore Installations: Guidance on Design and Construction*, Offshore Technology Report OTH 90322, 1990
- 9) Germanischer Lloyd, Rules and Guidelines IV-Part 8 Pipelines, 1 *Rules for Subsea Pipelines and Risers*, 2004
- 10) American Petroleum Institute. *Recommended Practice for planning, designing and constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design*, API Recommended Practice 2A-WSD (RP 2A-WSD) 21st edition, October 2005

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Annex D (informative)

Recommendations for design of offshore wind turbine support structures with respect to ice loads

D.1 Introductory remarks

Ice loading can be a severe and decisive load case in waters with winter climate. The occurrence of ice should be assessed at offshore sites in lakes and sea waters in North America, northern Europe and northern Asia. Moving ice can induce very large support structure loads and cause catastrophic failures for offshore wind turbines.

The magnitude of the ice forces should be estimated taking into account local ice conditions and water levels as well as ice movements, the size and form of the support structure, as well as its dynamic properties. The following ice loads should be assessed:

- horizontal load due to temperature fluctuation in a fast ice cover (thermal ice pressure);
- horizontal load from a fast ice cover subject to water level fluctuations and in terms of arch effect;
- horizontal load from moving ice;
- pressure from hummocked ice and ice ridges due to both subduction and ridging processes;
- vertical force from fast ice covers subject to water level fluctuations.

The following mechanisms limiting the ice load on the structure should be considered:

- Limit stress, which is the situation where the ice action is governed by ice failure processes adjacent to the structure such as ice crushing, ice buckling, shear failure or floe splitting. In limit stress situations, the projected structure plan dimension normal to the ice drift direction is used to estimate the load.
- Limit force, which is the situation where the ice action is limited by the driving forces on the ice feature lodged against the structure. Driving forces can be metocean actions such as wind and current drag as well as pack ice pressures.
- Limit energy (or limit momentum) is the situation where the kinetic energy (or momentum) of the ice feature limits the ice action. Such actions are relevant to consider in case of impacts of isolated features like large and thick ice floes, and glacial ice masses.

The limit stress mechanism can only occur if the ice feature has sufficient driving force to fail the ice and completely envelop the structure. The limit force mechanism thus constitutes an important check for evaluating the ice interaction scenarios.

D.2 General

Ice loads are normally assumed to occur at an arbitrary water level within the normal water level range (NWLR) if no specific statistical analysis has been carried out. For structures including cones sensitive to the water level, statistical data for water level fluctuations at winter conditions should be collected in order to identify the design water level range determining the cone dimensions subjected to ice loads. The support structures in this annex are assumed to be structures with a cylindrical/rectangular waterline cross-section including vertical cylinders and cones constructed of concrete or steel.

In lakes or in the sea close to the coastline, the ice sheet is normally not moving after having grown to a certain thickness. Loads originating from moving ice should be checked up to this

thickness. Loads from thermal pressure, arch effect and vertical lift should be checked for thicker ice covers due to later growth.

In areas where moving ice is expected, the loads from moving ice should be calculated for all seasons and should be considered to act from any direction from which it can be forced against the structure by currents and wind. The possibility that the wind direction can be independent of the motion direction of the ice should be taken into account. The possibility for dynamic locking of the ice breaking frequency to the wind turbine eigenfrequencies should be investigated. For this purpose, dynamic time simulations of the load cases are usually required. Model tests can also be used as part of an assessment.

D.3 Choice of ice thickness

The sheet ice thickness, h , and the consolidated layer thickness of refrozen rafted ice or the consolidated layer thickness of an ice ridge, h_c , can be established from local measurements. Alternatively, analysis of statistical data from a local ice atlas or similar document can be used (see reference document 3) of Clause D.7), and can be supplemented by temperature measurements close to the site (i.e. not geographical averages) together with ice growth models. References to databases are given in Clause D.8. If salinity data and sea temperature data of sufficient quality can be obtained, these can also be used to supplement the analysis. For such an analysis, the freezing temperature of saline water in °C, θ_f , can be found from the water's salinity in ppt, S_w , by Equation (14) of reference document 20) of Clause D.7:

$$\theta_f = -0,05411 \times S_w \quad (D.1)$$

In most cases, a combined analysis of ice thickness and crushing strength is to be carried out.

The thickness to be used in ultimate load analyses can be based on a 50-year return period. For DLCs D3, D4, D6, D7 and D8, the thickness may be limited by the maximum thickness where the ice is moving.

Moving ice covers can cause rafting, in which two or more layers of ice ride on top of each other. The layers can then freeze together and grow in thickness over the course of the winter. As a result, some areas of ice can be thicker than simple thermal analysis would indicate. Due account for consolidated rafted or refrozen rubble ice should be made in estimates of consolidated ice thickness, h_c , which is dealt with in DLC D6.

Equation (D.2) below may be used to estimate the sheet ice thickness in metres at the end of a frost period in the absence of snow cover (and ignoring rafted ice):

$$h = 0,032 \sqrt{0,9K_{\max} - K_0} \quad (D.2)$$

where the number of freezing degree-days is:

$$K_{\max} = \sum_{\text{days}} |\tau_{\text{mean}}(\text{day})|, \quad \tau_{\text{mean}} < \theta_f$$

i.e. the absolute value of the total of those 24 h mean temperatures that are less than θ_f in a frost period (degree-days)²⁴;

K_0 is a constant, which in Northern Europe can be taken to have the value 50 degree-days and an appropriate value should be used for other areas.

Presence of snow cover will serve to make ice grow much more slowly than is predicted by equation (D.2). If presence of snow cover can be documented, its insulating effect may be taken into account in a more advanced treatment of ice growth.

For fatigue analyses, assessing an expected time history of ice thicknesses and ice mobility is recommended: i.e. producing a table of ice thicknesses with corresponding durations for the periods where the ice is competent and moving. If possible, this table should also include the durations where the ice movement speeds and other conditions are in the range where the turbine structure can be subject to frequency lock-in.

If adequate site-specific data on ice thicknesses are lacking, equation (D.2) and a simple thawing assumption may be used to find approximate time histories of ice thicknesses from air temperature data in the following way:

- For the buildup phase, the ice thickness may be modeled by equation (D.2). For example, in the simplest case of approximately constant temperature, this will make K grow linearly with time, and the ice thickness will grow by the square root given in equation (D.2).
- For the thawing phase (i.e. after the time when $K_{\max}$ reaches its maximum), the ice rapidly weakens; thus this phase may be neglected in fatigue analyses.

D.4 Load cases

D.4.1 General

The following load cases should be applied if relevant for the site. The wind and water level conditions are stated in Table 3 of this document. These should be assessed in accordance with the requirements of 6.4.4.5 to determine appropriate site-specific values to be combined with ice loading for the load cases described below. Consideration of waves is not required. Load cases D1, D2, D3, D5, D6 and D8 are ultimate load cases while D4 and D7 are fatigue load cases. The implementation of dynamic loading is described in D.4.7.

D.4.2 Horizontal load from fast ice cover originating from temperature fluctuations (DLC D1)

Thermal ice pressure should only be considered in lakes and in brackish seas. In the open sea with saline water such as the North Sea, the thermal ice pressure can be neglected.

Unilateral thermal ice pressure will be largest on the outer wind turbine support structures in a wind farm, and should be assumed to act from land towards the open sea or from the centre of a wind farm, radially outwards. If an icebreaker makes a channel through a fast ice cover under thermal pressure, the ice will expand towards the open channel. The thermal force can be expressed as:

$$H_t = f_t D \quad (D.3)$$

²⁴ Example: For a period of 5 days with the mean day temperatures -12 , -19 , $+2$, -3 , and -4 °C, and given that $\theta_f = 0$ °C, $K_{\max} = 38$.

where

D is the diameter of the support structure at the water line. D is set to 4 m if $D < 4$ m;

f_t is the unit force/width of support structure. f_t may be set to 300 kN/m for standalone support structures or for peripheral support structures in a wind farm, see Section A.8.2.4.11 in reference document 7) of Clause D.7.

D.4.3 Horizontal load from fast ice cover originating from water level fluctuations and arch effect (DLC D2)

Unilateral horizontal pressure from arch effect between wind turbine support structures or between support structures and the shore can be estimated using equation (D.4).

$$H_v = f_v D \quad (D.4)$$

where

D is the diameter of the support structure at the water line. D is set to 4 m if $D < 4$ m;

F_v may be set to 200 kN/m, see Section 2.1.2 of reference document 4) of Clause D.7.

D.4.4 Horizontal load from moving ice (DLC D3, D4, D7 and D8)

D.4.4.1 Overview

Forces from moving ice should be estimated according to the method described in D.4.4.2 or in D.4.4.3.

DLCs D7 and D8 are situations where the turbine is parked and moving ice can introduce fatigue loads (D7) and ultimate loads (D8) on the support structure and the tower. Since the fore-aft aerodynamic damping of a parked turbine is much smaller than a turbine in operation, the turbine can be much more susceptible to frequency lock-in vibrations in DLCs D7 and D8 than in DLCs D3 and D4.

D.4.4.2 Vertical cylindrical shapes

The maximum static force due to ice crushing on the vertical cylindrical structures may be estimated based on equation (D.5) derived from A.8-20 and A.8-21 of reference document 7) of Clause D.7. This formula is based on the full-scale measurements.

$$H_d = p_G \times A_C = C_R \left(\frac{h}{h_1} \right)^n \left(\frac{D}{h} \right)^m \times A_C \quad (D.5)$$

where

p_G is the global average ice pressure [Pa];

h is the thickness of the ice sheet [m];

h_1 is a reference thickness of 1 m;

D is the diameter of the structure at the level of ice interaction [m];

m is an empirical coefficient equal to -0,16;

n is an empirical coefficient, equal to $-0,50 + h/(5 h_1)$ for $h < 1,0$ m, and to -0,30 for $h \geq 1,0$ m;

C_R is the ice strength coefficient [Pa], $C_R = 2,8$ MPa can be used for arctic areas (based on the Beaufort Sea, about 4 000 freezing degree-days per winter), $C_R = 1,8$ MPa can be used for temperate areas (based on the northern part of the Baltic Sea, about 1 000

freezing degree-days per winter). The suggested values may be non-conservative for freshwater ice. If other values are used, this should be substantiated by measurements while taking into account the characteristics of the DLC being modelled;

A_C is the contact area between ice and structure, which is usually $A_C = h \times D$.

Equation (D.5) applies for structures where $D/h > 2$. If their horizontal displacement at the water line is more than 10 mm, dynamic effects should be considered. The ice strength coefficient can also be calculated according to Equation A.8-22 from reference document 7) of Clause D.7.

Equation (D.5) can be used for level ice, rafted ice, and the consolidated layer of ice ridges. Justification should be provided if a reduced pressure is used for rafted ice or ridge consolidated layers.

Calibration with model tests

Model tests have shown that the force level and type are very dependent on whether continuous crushing takes place or if a non-stationary buckling pattern occurs, see reference document 6) of Clause D.7. Model testing is further described in Clause D.6.

D.4.4.3 Sloping shapes

The equation proposed in reference document 22) of Clause D.7 is valid for sloping structures, i.e. wind turbine support structures with ice cones. This has also been adopted as recommended practice by ISO in reference document 7) of Clause D.7. The formula quoted is valid for slopes in the range $0^\circ < \alpha < 70^\circ$, where α is the slope measured from a horizontal level. Model tests referred to in reference document 6) of Clause D.7 have shown that Ralston's formula presents a safe value for ice forces on cones up to ice floe velocities of 1 m/s.

The horizontal load associated with ice being bent upwards by a cone is:

$$H = A_4 \left[A_1 \sigma_b h^2 + A_2 \rho_w g h D^2 + A_3 \rho_w g h (D^2 - D_T^2) \right] \quad (D.6)$$

The vertical downward load is

$$V = B_1 h + B_2 \rho_w g h (D^2 - D_T^2) \quad (D.7)$$

where

A_1, A_2, A_3, A_4, B_1 and B_2	are dimensionless coefficients which are functions of the ice-to-cone friction coefficient μ , and the cone angle α . Values of the coefficients are given in the graphs in Figure D.1.
σ_b	is the bending strength of ice, not less than $0,26 \sigma_c$;
h	is the thickness of ice sheet;
ρ_w	is the density of water;
g	is the gravitational acceleration;
D	is the water line cone diameter;
D_T	is the cone top diameter (often equal to the support structure outer diameter).

For a cone bending the ice downwards, the same formulae apply if ρ_w is changed to $\rho_w/9$ and the vertical force now has an upward direction.

The above formulae may be used if the height of the cone exceeds the ice thickness from the top of the ice for a cone bending the ice upwards, or the bottom of the ice for a cone bending the ice downwards. In principle, the design of the cone should ensure that no crushing of ice takes place on any part of the support structure other than on the cone itself. The risk and consequence of the ice crushing load acting outside the conical structure (e.g. because of water level fluctuations) should be assessed.

For double sided cones, the forces may be estimated as described above except for forces directly on the tip. For a sharp tip, the horizontal force should be increased by a factor of 2, and for a round tip the forces should be increased by a factor of 3, see reference document 6) of Clause D.7.

The dynamic ice-to-cone friction coefficient μ may be set to $\mu = 0,15$ for a cone of concrete / corroded steel, or $\mu = 0,10$ for a cone of new or painted steel.

Equations (D.6) and (D.7) do not explicitly account for the additional load due to ice rubble build-up on the face of sloping structures. This can be considered in an approximate way by increasing the ice thickness, h , in the second and third terms of Equation (D.6) and the second term of Equation (D.7). In addition, these equations do not account for any additional load imparted by the keel portion of large ridges. More specific consideration of these processes is provided in Section A.8.2.4.4.2 in reference document 7) of Clause D.7.

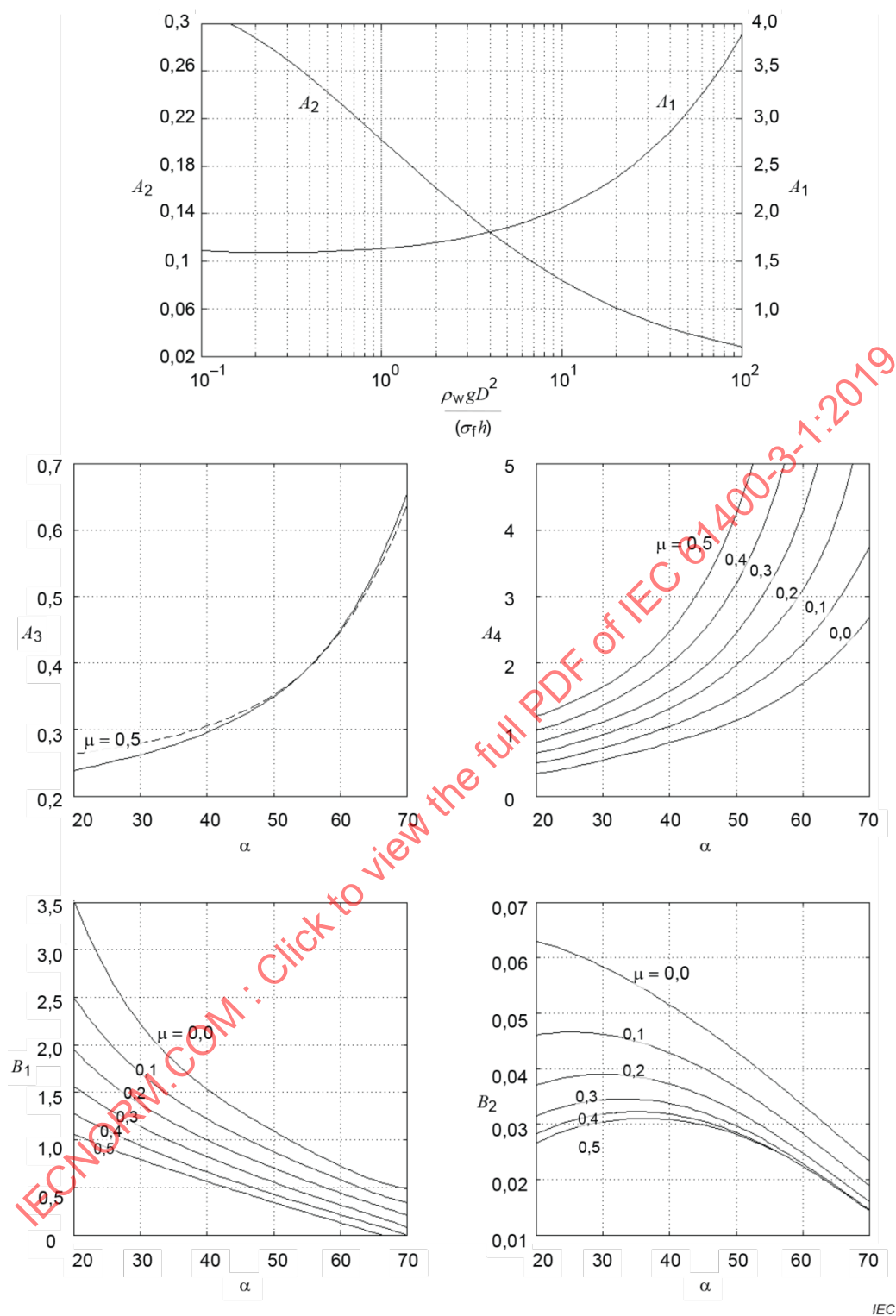
D.4.4.4 Local ice pressures

The support structure should be designed for the following local ice pressure:

$$p_{c,local} = \sigma_c (1 + 5 h^2/A_{local})^{0,5} < 20 \text{ MPa} \quad (D.8)$$

where

- $p_{c,local}$ is the characteristic local ice pressure for use in design against moving ice;
- σ_c is the characteristic crushing strength of the ice;
- h is the characteristics thickness of the ice;
- A_{local} is the local area considered, see Section 1.8 of reference document 4) of Clause D.7.



See reference document 22) of Clause D.7.

Figure D.1 – Ice force coefficients for plastic limit analysis

D.4.4.5 Wind and current induced load

The limit force load is given by

$$H = \frac{1}{2} C_W \rho_W U_W^2 + \frac{1}{2} C_C \rho_C U_C^2 + PL \quad (D.9)$$

Where index W and C indicate wind and current induced drag loads and PL is the force from the pack ice. The following values apply:

C_W is the wind drag coefficient;

ρ_W is the density of air, e.g. 1,3 kg/m³;

U_W is the free stream velocity at 10 m above ice surface;

C_C is the current drag coefficient;

ρ_C is the density of water, e.g. 1 000 kg/m³;

U_C is the free stream velocity at 1 m below the ice lower surface.

The drag coefficients should reflect the surface roughness of the ice associated with the design scenario as well as the atmospheric and ocean boundary layer characteristics, and should be consistent with the elevation or pressure reference of the wind and current data. As a guidance, average values applicable for the Baltic Sea are $C_W = 0,004$, and $C_C = 0,006$, reported in reference documents 16) and 25) of Clause D.7. Air drag coefficients measured for different types of ice surface can be found in Table 4.1 in reference document 24) of Clause D.7.

For the pack ice load, L is the width over which the ice-ice interactions occur and P is the pack ice building pressure per metre on the back of the floe. The magnitude of P depends on the existence of local ridge building processes and can be up to the order 100 kN/m. A site specific assessment can be done as described in pp. 192–193 of reference document 21) of Clause D.7.

In establishing the limit force load relevant return period events in terms of floe size, wind velocity and current should be defined based on location specific conditions and time period for floe interaction with the structure. For partial ice concentrations, the effect of reduced floe sizes due to wind induced waves can be considered if relevant.

The wind and/or current load is limited up to the crushing strength of the ice. The combined drift forces from wind and current should be based on a statistical analysis of the site data.

D.4.5 Vertical load from fast ice cover (DLC D5)

The vertical load in case of fluctuating water level with a fast ice cover frozen to the support structure is limited either by the shear strength at adhesion to the support structure surface, V_τ , or by the bending strength if the ice is broken in a ring around the support structure, V_b . The lower of the two alternatives is decisive and should be used.

$$V_\tau = A\tau \quad (D.10)$$

where

τ is the adhesive shear strength, and

$A = \pi Dh$ is the contact surface for a circular vertical support structure.

The adhesive shear strength τ can be set to:

0,8 MPa for steel – fresh water ice,

0,3 MPa for steel – saline ice (reference document 19) of Clause D.7), or to
1 MPa for concrete – saline ice (reference document 2) of Clause D.7)

$$V_b = 0,6 A \sqrt{\sigma_b \rho g \Delta z} \quad (\text{D.11})$$

where

A is the contact surface;

σ_b is the bending strength of ice, not less than $0,26 \sigma_c$;

ρ is the water density;

g is the gravitational acceleration;

Δz is the water level difference.

Note that ice can grow between braces in multi-legged structures.

D.4.6 Pressure from ice ridges (DLC D6)

DLC D6 covers the situation with an extreme ice load combined with 1-year return extreme wind conditions. The wind load resulting in the highest global load effects on the supporting structure or foundation should be applied.

Static loads from ice ridges, rubble fields, large rafted ice features, and other features within the ice cover are considered in this load case. The load applied to the structure is the lesser of the loads applied as a result of the following mechanisms:

- the pressure applied by the ice in contact with the structure, including contributions from the consolidated part of the feature and from ice rubble in the sail and keel portions;
- the failure of the feature in contact with the structure, including contributions from flexural failure, shear failure, ride-up, and ride-down, less the loads transferred to the seabed; and
- failure of the surrounding ice pushing the ice feature against the structure.

The water depth, the structure dimensions, and the structure design – whether vertically-faced or sloping, monolithic or multi-legged – can have an effect on the controlling mechanisms. All physically realistic mechanisms for which relevant data are available can be considered.

The load effects should be calculated for feature dimensions interacting with the structure that are exceeded once on average in a 50-year period. The surrounding ice conditions should be consistent with the ice feature dimensions – for example, the surrounding ice would be thicker in years when ridges have thick consolidated layers.

The methods outlined in D.4.4.2, D.4.4.3, and in A.8.2 of reference document 7) of Clause D.7 can be used for these calculations²⁵.

Ice load measurements should be used, where possible, to verify the load calculations.

D.4.7 Dynamic loading (DLC D3, D4, D7, and D8)

The wind turbine should be checked for dynamic effects resulting from ice loading. When assessing whether dynamic effects can occur, and how often, it is often necessary to consider ice mobility, floe sizes, ice concentration, misalignment between ice drift- and wind-direction, as well as ice types. In particular, conclusions cannot be based on information on ice

²⁵ It will often be the crushing load from the consolidated layer that will give the largest contribution to the loads. For first year ice ridges, the methods of Section A.8.2.4.5.1 of reference document 1 may be used.

concentration alone. Note that the appropriate ice thickness to consider for DLCs D3, D4, D7 and D8 is the sheet thickness h rather than the thickness of the consolidated layer h_c .

It can be helpful to note that if the appropriate type of moving ice is present at a site, frequency lock-in is almost always possible since the ice speeds required are usually small, e.g. of the order of 0,1 m/s. It can also be helpful to note that these models may yield frequency lock-in for more than one structural eigenmode – even for a single set of values of ice speed, strength and thickness – as described further in this subclause. This can be particularly important for fatigue. Although frequency lock-in is possible due to the factors above, it does not necessarily occur all of the time: an assessment of this can be made based on the homogeneity of the ice. As a further guidance, frequency lock-in does normally not occur for ice concentrations below 7/10.

All relevant ice speeds, in combination with durations and ice thicknesses, should be considered.

Below some simplified equations are given for dynamic load simulation which can be used if statistical data, sufficiently advanced numerical models (see Clause D.5), or measurements (see Clause D.6) are not available.

The criterion for susceptibility to frequency lock-in for the ice acting on a single point is according to Section A.8.2.6.1.4 of reference document 7) of Clause D.7:

$$\xi_n \leq \frac{\phi_n^2 C}{4\pi f_n M_n} \times h \times \theta \quad (D.12)$$

where

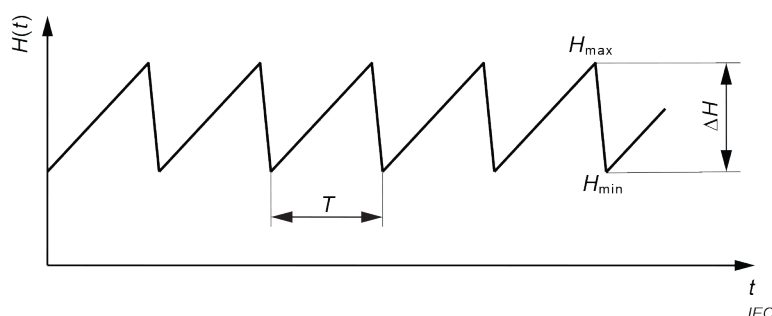
- f_n is the n 'th eigenfrequency [Hz];
- M_n is the modal mass of the n 'th eigenmode in [kg];
- ξ_n is the damping of the n 'th eigenmode as a fraction of critical damping [s];
- $\phi_n C$ is the magnitude of the n 'th eigenmode at the ice action point;
- h is the ice thickness [m], and
- θ is a coefficient with the suggested value of $40 \cdot 10^6$ kg/m·s.

Thus, the design procedure for analysing frequency lock-in consists of the following steps:

- a) Solve the eigenvalues and modes of vibration.
- b) Identify the modes that could be susceptible to frequency lock-in using the criterion above: i.e. if a mode's damping is smaller than or comparable to the right hand side of equation (D.12), it could be susceptible to frequency lock-in.
- c) Calculate the dynamic response.

The simplified forcing function from Figure D.2 can be used for determination of response of the vertical structure under frequency lock-in vibrations. The frequency $f = 1/T$, of the forcing function corresponds to the frequency of one of the susceptible natural modes with a natural frequency below 10 Hz, as derived from Equation (D.12). The maximum and minimum forces $H_{\max}$ and $H_{\min}$, as well as the amplitude $\Delta H = H_{\max} - H_{\min}$, can be assumed constant. The peak values can be determined according to equation (D.4). The forcing function should be long enough to assure a steady-state response of the structure. The amplitude ΔH depends on the vibrational modes of the structure and on the ice velocity. It can be expressed as a fraction q , of the maximum force $H_{\max}$, as described in Section A.8.2.6.1.5 of reference document 7) of Clause D.7. The amplitude ΔH should be scaled so that the velocity response at the waterline is 1,4 times the highest ice velocity. This should assure conservative results in terms of the structural response. Further information concerning relation between ice and

structure velocities under lock-in vibrations can be found in reference documents 11), 12), 14) and 26) of Clause D.7.



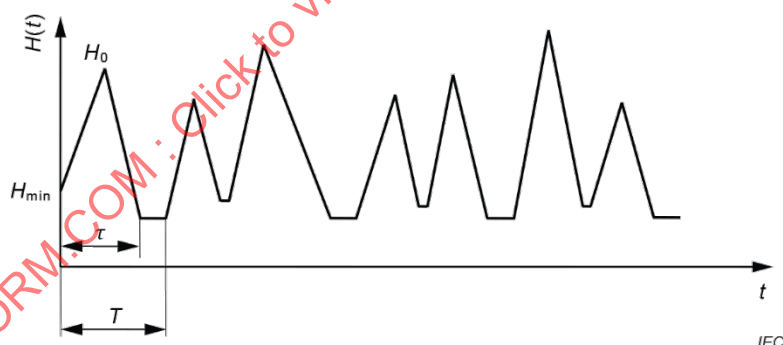
Key

- T period of ice action
 $H_{\min}$ minimum value of ice action
 $H_{\max}$ maximum value of ice action
 ΔH difference between maximum and minimum values of ice action

See reference document 7) of Clause D.7.

Figure D.2 – Ice load history for frequency lock-in conditions

A cone at the waterline can reduce the magnitude of ice-induced vibrations relative to the analogous vertical structure. However, structures with narrow cones at the waterline can still experience ice-induced vibrations. The vibrations are enhanced when stable ice rubble does not form on the front face of the cone. The time history for this kind of ice action is presented in Figure D.3. The dynamic response of the structure excited by this random forcing function is less than due to frequency lock-in on a similar vertical structure.



Key

- τ duration of loading/unloading cycle
 T period of ice action
 H_0 peak value of ice action
 $H_{\min}$ minimum value of ice action

See reference document 7) of Clause D.7.

Figure D.3 – Time history of horizontal force component of ice load acting on a conical structure

The time-varying action, $H(t)$, is a function of several parameters, including the width of the structure, slope angle and the frictional actions involved. It is defined in A.8.2.6.2 of reference document 7) of Clause D.7. A more advanced mathematical method for creation of such time history can be found in reference document 15) of Clause D.7.

Loads from shock impact of a large ice floe should be checked with a transient load approach as suggested below.

$$H(t) = \begin{cases} kUt & \text{for } t \leq \frac{H_d}{kU} \\ 0 & \text{or for } t > \frac{H_d}{kU} \\ H_d & \end{cases} \quad (\text{D.13})$$

where

U is the impact velocity;

t is the time;

k is the stiffness of the structure at the waterline.

In case of a direct application of a pre-defined ice load time history on the numerical model of an offshore wind turbine, the important coupling between the relative movement of structure and ice is neglected. In many cases ice can create substantial damping to the system, by which the dynamic response of the structure is affected. Such effects cannot be properly modelled when a pre-defined time series of loading is applied on the structure. Therefore, the obtained results might not always be reliable, and great care in their interpretation is required. Simple coupled ice models that can be used for ice-structure interaction analysis can be found in reference documents 17) and 18) of Clause D.7. Other helpful references are reference documents 1) and 26) of Clause D.7.

D.5 Requirements on stochastic simulation

Modelling ice-structure dynamics realistically, rather than by the simplified conservative models described in D.4.7 requires taking into account both the dynamics of the structure, the dynamics of the ice, as well as their interaction. In particular, the forces from the ice at any point of time will depend on how the structure is moving relative to the ice; an effect that is neglected in the serrated model of D.4.7. The ice-structure interaction may be modelled by numerical models that take these effects into account, possibly supplemented by ice model tests as described below in Clause D.6, or by full-scale measurements.

If model tests are used, time series describing the stochastic ice load could be available. As ice model tests usually only generate load time series corresponding to a few minutes prototype load, it is required to extend the measured time series by methods as described in reference document 6) of Clause D.7, in order to obtain a number of almost statistically independent 10 min simulations of the dynamic ice load.

Independent ice load time series and wind forces are then applied in a dynamic turbine model.

D.6 Requirements on model testing

Model tests can bring out some of the key features of dynamic ice-structure interaction. However, they should always be used in context with available full-scale data and mathematical models of the process, whether analytical or numerical.

Model tests can be carried out with artificial ice. Usually, the results are scaled on the basis of a Froude modelling law, scaling the forces by λ^3 , bending and crushing strengths with λ and time by $\lambda^{0.5}$.

In order to model dynamic interaction between the ice force and the structure, it is required to model the resonance frequency, the damping and the stiffness of the structure exposed to ice loads correctly.

Special care in results interpretation is required when tests involving ice crushing against structures are performed. Scaled ice has higher fracture toughness and therefore is less brittle than full-scale ice. The brittleness influences size (contact area) and aspect ratio (the ratio between ice thickness and structure width) effects on ice pressures. As a result, changes in the contact area or aspect ratio would affect relationship between model scale and full-scale loads.

If model tests are to be used for estimating ice loads, the ice failure processes governing the loads should be well represented. In particular, thin ice is more likely to fail in buckling than thicker ice. Furthermore, ice ride-up is typically overestimated in model tests.

For cone structures limited dynamic interaction occurs, so stiff model test results may be used to generate the dynamic ice load input to the support structure. For vertical structures, severe dynamic interaction between the ice load and the oscillations of the structure can occur and this aspect should be part of the modelling. For this case, it is of special importance that relevant resonance frequency, damping and stiffness are being modelled so the ratio between the ice floe speed and the speed of the structural oscillation is correctly modelled. For a typical wind turbine support structure, it is often the 1st and 2nd modes of resonance which give rise to dynamic interaction with the ice. Typical requirements for model tests, the associated results and a design procedure are illustrated in reference document 6) of Clause D.7. Another helpful reference is reference document 23) of Clause D.7.

D.7 Reference documents

- 1) Bjerkås, M., Albrektsen, A., and Gürtner, A., 2010, *Static and dynamic ice actions in the light of new design codes*, Proceedings of the 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE), Vol. 4, pp. 733–739, Shanghai, China. <http://dx.doi.org/10.1115/OMAE2010-20036> (viewed 3rd March 2018)
- 2) Cammaert, A.B. and Muggeridge, D.B., 1988, *Ice interaction with offshore structure*. Van Nostrand Reinhold. New York, USA, 1988. ISBN 978-0442216528
- 3) Christensen, F.T. and Skourup, J., 1991, *Extreme ice properties*, J. of Cold Regions Engineering, Vol. 5, No. 2, pp. 51–68. [http://dx.doi.org/10.1061/\(ASCE\)0887-381X\(1991\)5:2\(51\)](http://dx.doi.org/10.1061/(ASCE)0887-381X(1991)5:2(51)) (viewed 3rd March 2018)
- 4) Fransson, L. and Bergdahl, L., 2009, *Recommendations for design of offshore foundations exposed to ice loads*. ELFORSK, Stockholm, Sweden
- 5) Fujisaki, A., Yamaguchi, H., Toyota, T., Futatsudera, A., and Miyanaga, M., 2009, *Measurements of air-ice drag coefficient over the ice-covered Sea of Okhotsk*, J. of Oceanography, Vol. 65, No. 4, pp. 487–498. <http://dx.doi.org/10.1007/s10872-009-0042-8> (viewed 3rd March 2018)
- 6) Gravesen, H., Petersen, B., Sørensen, S.L., and Vølund, P., 2003, *Ice forces to wind turbine foundations in Denmark*, Proc. of the 17th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC), Vol. 1, pp 187–202, Trondheim, Norway. http://www.poac.com/Papers/POAC03_V1.zip (viewed 3rd March 2018)
- 7) Hendrikse, H. and Metrikine, A., 2015, *Interpretation and prediction of ice induced vibrations based on contact area variation*. Int. J. Solids Struct., 75-76:336-348. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0020768315003789> (viewed 3rd March 2018)
- 8) Hendrikse, H. and Metrikine, A., 2016, *Ice-induced vibrations and ice buckling*. Cold Reg. Sci. Technol., 131:129-141. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0165232X16301902> (viewed 3rd March 2018)
- 9) Hendrikse, H., Seidel, M., Metrikine, A. and Løset, S. 2017, *Initial results of a study into the estimation of the development of frequency lock-in for offshore structures subjected to ice loading*. Proc. of 24th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions, Busan, Korea
- 10) ISO 19906: 2010 Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures. International Organization for Standardization, 2010

- 11) Kärnä, T., and Muhonen, A., 1990, *Preliminary results from ice indentation tests using flexible and rigid indentors*, Proc. of the 10th International Symposium on Ice (IAHR), Vol. 3, pp. 261–275, Espoo, Finland. http://www.riverice.ca/IAHR%20Proc/1990/1990_Espoo_Vol_3.pdf (viewed 3rd March 2018)
- 12) Kärnä, T., 1994, *Steady-state vibrations of offshore structures*, Hydrotechnical Construction, Vol. 28, No. 8, pp. 446–453. <http://dx.doi.org/10.1007/BF01487453> (viewed 3rd March 2018)
- 13) Kärnä, T., 2008, *Modelling Ice-induced Vibrations of Vertical Structures*, Report Karna-16-2008 Ver. A_27.0602008, Karna Research and Consulting (2008-02-06). Part of the report: Ice Mechanics and Shipping in Ice-infested Waters, ISSN: 1402-1528 – ISRN: LTU-FR--08/09—SE, Luleå University (2008-09). http://www.trafi.fi/filebank/a/1410168004/bc5eaf895175435be8a7fcc6653f73cb/15332-Report_No_65_Icemechanics_and_shipping_in_ice-infested_waters.pdf (viewed 3rd March 2018)
- 14) Karr, D. G., Troesch, A. W., and Wingate, W.C., 1993, *Nonlinear dynamic response of a simple ice–structure interaction model*, J. of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Vol. 115, pp. 246–252
- 15) Kärnä, T., and Kolari, K., 2004, *Mitigation of dynamic ice actions on offshore wind turbines*. Proc. of the Third European Conference on Structural Control, Vienna University of Technology, Vienna, Austria
- 16) Kärnä, T., Gravesen, H., Fransson, L., and Løset, S., 2010, *Simulation of multi-modal vibrations due to ice actions*, Proc. of the 20th International Symposium on Ice (IAHR), Lahti, Finland
- 17) Matlock, H., Dawkins, W.P., and Panak, J.J., 1971, *Analytical model for ice-structure interaction*, J. of the Engineering Mechanics Division, Vol. 97, No. 4, pp 1083–1092
- 18) Määttänen, M., 1998, *Numerical model for ice-induced vibration load lock-in and synchronization*, Proc. of the 14th International Symposium on Ice (IAHR), Vol. 2, pp. 923–930, Potsdam, NY, USA. http://www.riverice.ca/IAHR%20Proc/14%20th%20Ice%20Symp%20Potsdam%201998/14th_Ice_Symp_Potsdam_1998_Vol_2.pdf (viewed 3rd March 2018)
- 19) Oksanen, P., 1982, *Adhesion strength of ice*, VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo, Finland, ISBN 978-9513815851
- 20) Ono, N., 1967, *Specific heat and heat of fusion of sea ice*, Proc. of Physics of Snow and Ice, Vol. 1, No. 1, pp. 599–610, Sapporo, Japan. http://eprints.lib.hokudai.ac.jp/dspace/bitstream/2115/20328/1/1_p599-610.pdf (viewed 3rd March 2018)
- 21) Palmer, A., and Croasdale, K., 2012, *Arctic Offshore Engineering*, World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., Singapore, ISBN 978-9814368773
- 22) Ralston, T., 1977, *Ice force design considerations for conical offshore structures*, Proc. of the 4th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC), Vol. 2, pp 741–752, St. John's, NF, Canada. http://www.poac.com/Papers/POAC77_V2_all.pdf (viewed 3rd March 2018)
- 23) Singh, S.K., Timco, G.W., Frederking, R.M.W., and Jordaan, L.J., 1990, *Test of ice crushing on a flexible structure*, Proc. of the 9th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE), Vol. 4, pp. 89–94, Houston, TX, USA
- 24) Wadhams, P., 2001, *Ice in the Ocean*. Gordon and Breach Science Publishers, London, United Kingdom, ISBN 978-9056992961
- 25) Wang, K., Leppäranta, M., and Kõuts, T., 2006, *A study of sea ice dynamic events in a small bay*, Cold Regions Science and Technology, Vol. 45, No. 2, pp. 83–94. <http://dx.doi.org/10.1016/j.coldregions.2006.02.002> (viewed 3rd March 2018)
- 26) Withalm, M., and Hoffmann, N. P., 2010, *Simulation of full-scale ice–structure-interaction by an extended Matlock-model*, Cold Regions Science and Technology, 60.2, pp. 130-136

- 27) Yue, Q., and Bi, X., 2000, *Ice-induced jacket structure vibrations in Bohai Sea*. J. of Cold Regions Engineering, Vol. 14, No. 2, pp. 81–92.
[http://dx.doi.org/10.1061/\(ASCE\)0887-381X\(2000\)14:2\(81\)](http://dx.doi.org/10.1061/(ASCE)0887-381X(2000)14:2(81)) (viewed 3rd March 2018)

D.8 Databases for ice conditions

- *Climatological Ice Atlas for the Baltic Sea, Kattegat, Skagerak and Lake Vänern*. Sjöfartsverket, S-601 78 Norrköping, Sweden
- The National Ice Center, USA (NATICE): <http://www.natice.noaa.gov/> (viewed 3rd March 2018)
- The National Snow and Ice Data Center, USA (NSIDC): <http://nsidc.org/> (viewed 3rd March 2018)
- NOAA Atlas, *An Electronic Atlas of Great Lakes Ice Cover*: <http://www.glerl.noaa.gov/data/ice/atlas/> (viewed 3rd March 2018)
- Canadian Ice Service: <https://www.ec.gc.ca/glaces-ice/> (viewed 3rd March 2018)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Annex E (informative)

Offshore wind turbine foundation and substructure design

Specific guidance relating to the design of foundations and substructures for offshore wind turbines may be found in the following publications:

- 1) Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, *Rules and Guidelines: IV – Industrial Services, Part 2 – Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*
- 2) DNVGL-ST-126, *Support structures for wind turbines*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Annex F (informative)

Statistical extrapolation of operational metocean parameters for ultimate strength analysis

F.1 General

The extrapolation of environmental metocean parameters is considered in this annex. This annex is intended for the estimation of parameters relevant for the SSS as defined in 6.3.3.2.3. Extrapolating the long-term metocean parameters to values corresponding to a 50-year return period disregards the fluctuations of response for given metocean parameters, i.e. the random fluctuations of, say, the 1-hour max response for given mean wind, turbulence intensity and significant wave height are neglected. Thus extrapolating long-term metocean parameters first and proceeding with response calculations in order to determine the 50-year return period response generally leads to a different result compared with that obtained by performing response calculations for all relevant metocean parameters and subsequent extrapolation of the response with proper account of the long-term distribution of the metocean parameters. This annex describes a general method for the extrapolation of metocean parameters, namely the Inverse First Order Reliability Method (IFORM) (see reference document 1 in Clause F.6) which is applied here to determine the severe sea state (SSS).

The IFORM produces an environmental contour defining, in a certain sense, 50-year return period combinations of mean wind speeds, V , and significant wave heights, H_s . Having determined the environmental contour, the next step is to search along the contour in order to determine the point at which the conditional expected extreme response becomes the most extreme. The extreme response at this point is then an estimate of the 50-year return period response. The conditional expected extreme response is determined by use of a number of dynamically simulated pseudo random response time series simulations applying the SSS sea state as input involving an embedded wave simulation. At the end of this annex the evaluation of the extreme individual wave height embedded in SSS is discussed.

F.2 Use of IFORM to determine 50-yr significant wave height conditional on mean wind speed

The IFORM requires access to a joint distribution model for the mean wind speed V – with an appropriate averaging period – and the significant wave height H_s . The outcome of the IFORM is an environmental contour of the joint distribution. To construct this environmental contour a probability transformation from two uncorrelated standard normal random variables, U_1 and U_2 , to the jointly distributed pair (V, H_s) is required:

$$(v, h_s) = \varphi(u_1, u_2) \quad (\text{F.1})$$

A common way to construct this transformation is to apply the so-called Rosenblatt transformation:

$$\begin{aligned} \Phi(u_1) &= F_V(v) \\ \Phi(u_2) &= F_{H_s|V}(h_s|v) \end{aligned} \quad (\text{F.2})$$

where

Φ denotes the standard normal cumulative distribution function (CDF);

$F_V(v)$ is the marginal CDF of the mean wind speed, and

$F_{H_s|V}(h_s|v)$ is the distribution of the significant wave height conditional on the mean wind speed.

The advantage of the Rosenblatt transformation is its simplicity and the fact that the two distributions $F_V(v)$ and $F_{H_s|V}(h_s|v)$ form a convenient way of representing the joint distribution. Thus the required probability transformation becomes:

$$\begin{aligned} v &= F_V^{-1}[\Phi(u_1)] \\ h_s &= F_{H_s|V}^{-1}[\Phi(u_2)|v] \end{aligned} \quad (\text{F.3})$$

By use of the transformation in equation (F.3), the environmental contour is now obtained by the following procedure. A circle of radius β in the $u_1 - u_2$ plane, i.e. points that satisfy the equation $u_1^2 + u_2^2 = \beta^2$, is transformed into a curve in the $V - H_s$ plane, which is then the environmental contour. The radius β is defined by

$$\Phi(\beta) = 1 - \frac{1}{N} \quad (\text{F.4})$$

where N is the number of independent sea states in 50 years.

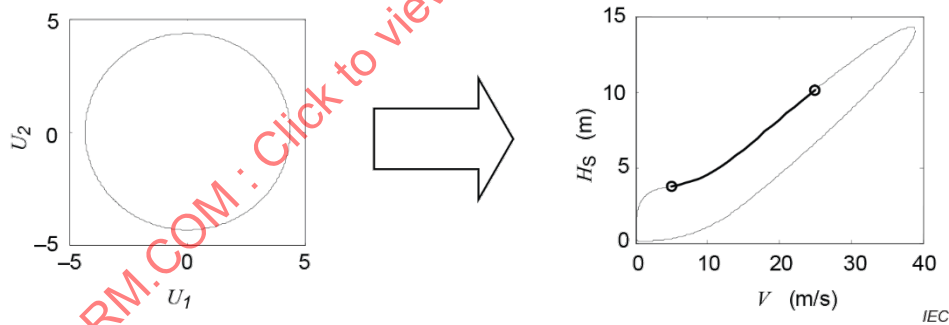


Figure F.1 – Example of the construction of the 50-year environmental contour for a 3-hour sea state duration.

For a sea state duration of 3 h, $N = 50 \cdot 365 \cdot 24/3 = 1,46 \cdot 10^5$ leading to $\beta \approx 4,35$; for a sea state duration of 1 h, $\beta \approx 4,58$ Figure F.1 shows an example for a 3-hour sea state duration. Generally, it is not necessary to determine the entire environmental contour. Of interest is the part of the environmental contour in the operational range that for given mean wind speed gives the highest significant wave heights (referred to as the Severe Sea State or SSS), as this is where one detects the highest average extreme response. This part of the environmental contour can be determined, without approximation, as follows. For each mean wind speed V in the operational range, evaluate first the standardised variable u_1 by

$$u_1 = \Phi^{-1}[F_V(v)] \quad (\text{F.5})$$

Next, the significant wave height, denoted $H_{s,SSS}(V)$, associated with V is obtained by

$$H_{s,SSS}(v) = F_{H_s|V}^{-1} \left[\Phi \left(\sqrt{\beta^2 - u_1^2} \right) | v \right] \quad (F.6)$$

The bold part of the environmental contour between the small circles in Figure F.1 has been derived from equations (F.5) and (F.6).

Since the method relies heavily on the joint distribution model of the mean wind speed and significant wave height, statistical or visual tests of goodness of fit of this model shall be conducted. The joint distribution model should include the influence of possible upper limitations on the significant wave height. If it is not clear that this is included in the model, then, after the environmental contour has been determined, an upper limit may be added to avoid excessively large estimates of $H_{s,SSS}(V)$.

F.3 Examples of joint distributions of V and H_s and approximations to the environmental contour

Two joint distribution models are presented below that, in many cases give a suitable fit to data. The advantage of the two models is that simple analytical expressions approximating equations (F.5) and (F.6) can be derived. These expressions depend on a few statistical parameters that in most cases can be estimated reliably. It is emphasised that reliable estimates of these few statistical parameters do not guarantee reliable estimates of the environmental contour. To ensure this, tests of goodness of fit of the chosen model shall be made. Once the model has passed these tests, the expressions provided here give reliable estimates of the environmental contour.

The first distribution model presented assumes that H_s has a normal distribution conditional on V . This means that

$$F_{H_s}(h_s|v) = \Phi \left(\frac{h_s - \mu_{H_s}(v)}{\sigma_{H_s}(v)} \right) \quad (F.7)$$

where $\mu_{H_s}(v) = E[H_s|V=v]$ and $\sigma_{H_s}(v) = D[H_s|V=v]$ are the mean and standard deviation of H_s conditional on V , respectively. In this case, equation (F.6) becomes

$$H_{s,SSS} = \mu_{H_s}(v) + \sqrt{\beta^2 - u_1^2} \sigma_{H_s}(v) \quad (F.8)$$

A conservative approximation to equation (F.8) is obtained by discarding the square of u_1 . This leads to the simple expression

$$H_{s,SSS} \approx \mu_{H_s}(v) + \beta \sigma_{H_s}(v) \quad (F.9)$$

The stronger the correlation between V and H_s , and the larger the separation between the cut-out mean wind speed and the 50-year return period mean wind speed, the better equation (F.9) approximates equation (F.8).

The second distribution model presented here assumes that H_s has a log-normal distribution conditional on V . This means that

$$F_{H_s}(h_s|v) = \Phi\left(\frac{\ln h_s - \mu_{\ln H_s}(v)}{\sigma_{\ln H_s}(v)}\right) \quad (\text{F.10})$$

$$\begin{aligned} \mu_{\ln H_s} &= \ln \mu_{H_s}(v) - \ln \sqrt{1 + \text{CoV}_{H_s}(v)^2} \\ \sigma_{\ln H_s} &= \sqrt{\ln(1 + \text{CoV}_{H_s}(v)^2)} \\ \text{CoV}_{H_s}(v) &= \frac{\sigma_{H_s}(v)}{\mu_{H_s}(v)} \end{aligned} \quad (\text{F.11})$$

Using equation (F.10), equation (F.6) now becomes

$$H_{s,SSS} = \exp\left[\mu_{\ln H_s}(v) + \sqrt{\beta^2 - u_1^2} \sigma_{\ln H_s}(v)\right] \quad (\text{F.12})$$

A conservative approximation to equation (F.12) may be developed through the use of a Taylor expansion of equations (F.11) and by discarding the square of u_1 in equation (F.12):

$$H_{s,SSS} \approx \mu_{H_s}(v) \cdot \exp\left[\beta \text{CoV}_{H_s}(v)\right] \quad (\text{F.13})$$

The higher the correlation between V and H_s , and the larger the separation between the cut-out mean wind speed and the 50-year return period mean wind speed, the better equation (F.13) approximates equation (F.12). The most significant improvement of equation (F.13) is obtained by reintroducing the square of u_1 , i.e. by replacing β by $\sqrt{\beta^2 - u_1^2}$.

Making reliable estimates of the conditional mean $\mu_{H_s}(v) = E[H_s|V=v]$ and standard deviation $\sigma_{H_s}(v) = D[H_s|V=v]$ is in most cases possible. Conducting goodness of fit tests, visually or statistically, requires more data than the estimation of $\mu_{H_s}(V=v)$ and $\sigma_{H_s}(V=v)$, but relies in the end on a judgement, which could be made to ensure conservatism. It is noted that the log-normal model is conservative compared to the normal model given the same data set. If it is not possible to estimate $E[H_s|V]$ and $D[H_s|V]$ and/or make a conservative choice of the distribution model, then one may use, as a conservative estimate of $H_{s,SSS}(V=v)$, the extreme significant wave height independent of mean wind speed, H_{s50} , with a return period of 50 years defined from the marginal distribution of H_s and with the same sea state duration as the sea state duration used for the construction of the environmental contour.

There may be difficulties with both the normal and log-normal distribution models to account properly for possible upper limitations of the significant wave height at higher mean wind speeds. It is therefore noted that in order to avoid excessively large estimates of $H_{s,SSS}(V)$, an upper limit may be defined, for example the extreme significant wave height, H_{s50} , with a return period of 50 years with the same sea state duration as the sea state duration used for the construction of the environmental contour.

F.4 Choice of sea state duration

Precise guidelines on the choice of sea state duration are difficult to give, as the proper choice is site-specific. A short discussion of the issue is, however, offered here.

A sea state is defined as a condition during which stationarity can be assumed for the sea surface elevation process. Because the duration of a sea state is generally greater than or equal to about 1 h, choosing a duration of only 10 min to match the reference period for wind speed introduces some difficulties. In the case where a 10-min period is chosen, there is a significant probability that the sought-after extreme response, which is the response with a 50-year return period occurring under normal wind conditions with the wind turbine in power production, may occur during 10-min sea states other than the SSS. Therefore, in this case, the significant wave height for the SSS needs to be significantly increased. Choosing longer durations close to the actual persistence of the sea states reduces this problem. A design situation which may be important is that corresponding to the end of a storm or the eye of a tropical cyclone, where the waves remain severe but the wind speed has reduced to a value which allows the wind turbine to start up. The combination of operational aerodynamic loads and hydrodynamic loads in this situation can be analysed by the determination of the environmental contour. If a 10-min duration is chosen and the $H_{s,SSS}$ is not properly inflated, the wave load contribution to this important load case may be substantially under-estimated.

Often metocean data – measured as well as hindcast – are obtained as 1-hour data, i.e. there is one metocean data observation every hour. In the case of wind data, the obtained 1-hour data are then usually reported as 1-hour mean values. That is, they are mean wind speeds with an averaging period of 1 h. Alternatively it might be that 10-min mean wind speed data are available and a transformation into 1-hour or 3-hour data is desired. The effects of such a transformation on the joint distribution of V and H_s are now briefly discussed. When considering the long-term marginal distribution of mean wind speeds, there is some difference between distributions of wind speeds with 10-min, 1-hour and 3-hour averaging periods. The standard deviation of the marginal distribution reduces slightly with increasing reference period, whereas the mean value is unchanged. The long-term marginal distribution of H_s does not change, as it is, by definition, independent of the sampling interval and independent of the reference period used in applications.

The correlation between V and H_s may increase with increasing reference period because the build-up of waves under the influence of wind happens over a considerable period of time, on the scale of hours. However, depending on the specific characteristics of the site, the correlation may not change significantly with the averaging period and therefore it may be reasonable to assume that the long-term joint probability distribution of V_{hub} , H_s and T_p is independent of the reference period.

F.5 Determination of the extreme individual wave height to be embedded in SSS

If the wave height distribution $F(h|H_s)$ is known the extreme individual wave height, $H_{SSS}(V)$ may be determined by solving the following equation with respect to H_{SSS} :

$$F(h_{SSS}|H_s = H_{s,SSS}(V = v)) = 1 - \frac{1}{M} \quad (F.14)$$

where M denotes the average number of waves in the SSS.

Equation (F.14) gives the mode of the distribution. If the wave height distribution $F(h|H_s)$ is unknown, $H_{SSS}(V)$ may be determined from $H_{s,SSS}(V)$ by assuming the wave heights to be

Rayleigh distributed (based on an assumption of a narrow banded sea elevation process in deep waters). For a sea state duration of 3 h, $H_{SSS}(V)$ is given by:

$$H_{SSS}(V) \approx 1,86 H_{s,SSS}(V) \quad (\text{F.15})$$

Equation (F.15) might not be valid if the distribution of wave heights conditional on H_s is not well-represented by the Rayleigh model, for example due to water depth limitations. If insufficient data is available to determine $H_{SSS}(V)$ by use of equation (F.14) or (F.15), the unconditional extreme wave height H_{50} , independent of V and with a return period of 50 years, may be used as a conservative value for $H_{SSS}(V)$.

F.6 Reference documents

- 1) Winterstein, S.R., Ude, T., Cornell, C.A., Bjerager, P. and Haver, S., 1993, *Environmental parameters for extreme response: Inverse FORM with omission factors*, ICOSAR'93, Innsbruck
- 2) Moon, J. S., Sahasakkul, W., Soni, M. and Manuel, L., 2014, *On the Use of Site Data to Define Extreme Turbulence Conditions for Wind Turbine Design*, Journal of Solar Energy Engineering including Wind Energy and Building Energy Conservation, Transactions of the ASME, Vol. 136, No. 4, 044506

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Annex G (informative)

Corrosion protection

G.1 General

Offshore wind turbines are exposed to a very corrosive marine environment and because of accessibility restrictions, inspection and repair opportunities are often limited. As such, offshore wind turbines require unique corrosion protection considerations such as: material selection, design considerations, corrosion protection systems, and suitable inspection and repair programs.

Corrosion damage can influence structural integrity, reducing the capability to resist loading in various ways. Corrosion protection is aimed at preventing such damage in fatigue and extreme load sensitive areas. In fatigue, corrosion damage can act as stress concentrations for the initiation of fatigue cracks. For extreme loads, corrosion protection avoids the potential reduction of the structural component's load resistance function. For fatigue design, the support structure is assumed free from corrosion damage when a thorough corrosion protection system is in place, and that system is subject to a suitable inspection and repair program. The design of the structural, mechanical and electrical components of an offshore wind turbine should also take into account the influence of corrosion on functionality, for example jamming of rusted joints or failure of sensors.

The corrosion protection system for offshore wind turbines should be designed according to recognised codes and standards, with care taken not to inadvertently mix methods of analyses from different standards.

G.2 The marine environment

Corrosion is characterised by the dissolution of a metallic surface into ionic form in a electrochemical process known as oxidation. This process is dependent on the presence of a conductive ionic electrolyte, which is provided by seawater in the marine environment. The process of corrosion is influenced by the following key variables of seawater:

- type and mass of dissolved salts and pollutants;
- dissolved oxygen;
- temperature;
- movement and flow.

The offshore wind turbine structure can be divided into the following zones to help in understanding its relationship with the marine environment:

- atmospheric;
- splash or intermediate;
- submerged;
- buried.

The *atmospheric zone* includes freely exposed and semi-sheltered areas above the splash zone.

The *splash zone* is defined as the area of the structure intermittently wetted by a predicted sea surface elevation distribution, and is often subject to large local variations.

The *submerged zone* extends below the splash zone and includes any seawater flooded internal compartments.

The *buried zone* includes any structural parts buried in sea floor sediments or covered by disposed solids.

The upper submerged zone and the lower part of the splash zone are also normally affected by marine growth. Depending on the type and extent of such growth, and the local conditions, this effect can be either to enhance or retard corrosion attack. Marine growth can also interfere with corrosion protection systems such as coatings/linings, and cathodic protection.

In arctic conditions, ice scoring can also increase corrosion rates through the removal of: corrosion retardant oxidation layers; corrosion protective coatings; and marine growth.

In tropical conditions, the marine environment is even more severe due to higher average temperatures and humidity, making the corrosion protection system an even more important consideration.

G.3 Corrosion protection considerations

Corrosion protection systems are used to stop or minimise the rate of corrosion damage to a structure through the design life. In practice, it is often difficult to completely stop corrosion; however, it is possible to minimise the corrosion rate.

Corrosion damage can be minimised by the following corrosion protection measures:

- the selection of suitable structural materials through the use of recognised design codes and standards;
- through a suitable design approach, including: accessibility, adequate drainage, the removal of edges and imperfections, and other considerations;
- by insulating the metallic material from the electrolyte with a coating system;
- through regular inspection and repair of the corrosion protection system;
- through electrochemical protection, for example cathodic protection.

G.4 Corrosion protection systems – Support structures

Corrosion protection systems for an offshore wind turbine support structure can be grouped in two main areas: coating systems, and cathodic protection. These areas will now be discussed in the context of each zone of the support structure.

For the atmospheric and splash zones, an appropriate coating system according to a recognised code or standard should be applied to all metallic surfaces. Special attention should be given to the splash zone, where the coating system should be specified for the demanding sea state environment, adapted to the service conditions of the structure and should be evaluated for its effectiveness.

The submerged and buried zones should also be protected with an appropriate protection system intended to last the design life of the structure or else renewal or repair should be possible. If renewal is expected, dedicated survey intervals should be developed to detect any coating breakdown.

Internal voids in box girders, tube sockets, etc., which are permanently hermetically sealed do not require internal corrosion protection. During assembly, special attention should be provided to ensure the voids are clean and dry prior to sealing. For permanently flooded

spaces in which little or no water exchange is expected, corrosion protection requirements may also be reduced.

All coating systems should be subject to an inspection and repair program to ensure that they maintain their integrity through the design life. For a reduced frequency of inspection, increased focus should be given to the coating qualification to a recognised standard. It should be noted that coating qualification alone does not guarantee performance over the design life, and coating selection should be based on demonstrated product experience in similar applications.

In addition, the submerged zone should always be provided with cathodic protection. Cathodic protection is normally provided with either galvanic (sacrificial) anodes, or through an impressed current system. If the cathodic protection system develops an unfavourable current distribution in parts of the structure, additional coatings are recommended in those areas. Gaps and areas in which the cathodic protection is ineffective should be avoided, or compensated with additional coatings. This requirement may be reconsidered for floating structures able to be docked for thorough inspection and repair.

A corrosion allowance in lieu of a corrosion protection system should only be used for: components of minor significance; for structures with a short design life; or areas where regular inspection and repair work is intended. For example, in ISO 19902 the corrosion rate for unprotected low alloyed or unalloyed steel in the North Sea in the splash zone is specified as 0,3 mm per year, and in the submerged zone as 0,1 mm per year. For a design life of 20 years this equates to a total corrosion of 6 mm in the splash zone, and 2 mm in the submerged zone; which should be allowed for in the limit state analysis as a corrosion allowance.

G.5 Corrosion protection in the rotor-nacelle assembly

The nacelle is also located in the atmospheric zone and subjected to the same corrosive stresses of the marine environment; the same general corrosion protection considerations as for the support structure should also be made. An additional corrosion protection measure is the sealing of the nacelle from the atmospheric zone.

For all metallic surfaces located in the nacelle, a coating system according to recognised codes or standards should be applied. The following environmental classifications according to ISO 12944-2 are recommended:

- external components, fittings, sensors etc., should be protected against corrosion according to class C5-M;
- internal surfaces directly exposed to outside air should be protected against corrosion according to class C4;
- internal surfaces sealed from the outside air should be protected against corrosion according to class C3.

It is generally accepted that significant corrosion can occur at a relative humidity above 80 % and therefore the environment inside the nacelle should be controlled with environmental sealing and conditioning. The environmental control system should be monitored by the wind turbine's control system, and be subject to normal periodic maintenance.

Additionally, other internal components (e.g. breathers for bearings or gear boxes) and operating materials (e.g. lubricants, and oils) which have direct or indirect contact with the outside air, as well as external components (e.g. seals, elastomerics, and hoses) outside of the nacelle should be specified and designed to withstand the offshore marine environment. As guidance, it is recommended that this environment be described according to IEC 60721-3-3.

G.6 Reference documents

- 1) DNVGL-OS-C101, *Design of offshore steel structures, general – LRFD method*, April 2016
- 2) DNVGL-ST-0126, *Support structures for wind turbines*, April 2016
- 3) DNV-RP-B401, *Cathodic Protection Design*, October 2010 (amended April 2011)
- 4) Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, *Rules and Guidelines: IV – Industrial Services, Part2 – Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*, 2005
- 5) Germanischer Lloyd, *VI – Additional Rules and Guidelines, Part 9 Materials and Welding, 6 Guideline for Corrosion Protection and Coating Systems*
- 6) IEC 60721-3-3, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Section 3: Stationary use at weatherprotected locations*
- 7) ISO 12944-2, *Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 2: Classification of environments*, 1998
- 8) ISO/DIS 12495, *Cathodic protection for fixed steel offshore structures*, 2000
- 9) ISO/CD 19902, *Draft, Petroleum and Natural Gas Industries – Fixed Steel Offshore Structures*, 2001
- 10) NACE Standard RP0176-2003, *Corrosion Control of Steel Fixed Offshore Structures Associated with Petroleum Production*
- 11) NORSOK Standard M-501, *Surface Preparation and Protective Coating*, Rev.4, 1999
- 12) NORSOK Standard M-503, *Cathodic Protection*, Rev.2, 1997
- 13) STG.Richtlinie Nr. 2215, *Korrosionsschutz für Schiffe und Seebauwerke*
- 14) ZTV-KOR, *Zusätzliche technische Vertragsbedingungen und Richtlinie für den Korrosionsschutz von Stahlbauten*
- 15) ZTV-W, *Zusätzliche technische Vertragsbedingungen und Richtlinie Wasserbau für Korrosionsschutz im Stahlwasserbau*
- 16) ZTV-RHD.ST, *Zusätzliche technische Vertragsbedingungen und Richtlinie reaktionsharzgebundene Dünnschichten auf Stahl*
- 17) N. Hunold and B. Richter, *Korrosionsschutz in der maritimen Technik Tagungsband zur 1. Tagung, Korrosionsschutz von Offshore-Windenergieanlagen*
- 18) W. v. Baeckmann and W. Schwenk, 1999, *Handbuch des kathodischen Korrosionsschutzes*, 4. Auflage, Wiley-VCH Verlag
- 19) Egon Kunze, 2001, *Korrosion und Korrosionsschutz, Band 4 Korrosion und Korrosionsschutz in verschiedenen Gebieten*, Wiley-VCH Verlag

Annex H (informative)

Prediction of extreme wave heights during tropical cyclones

H.1 General

For offshore wind turbines installed in tropical or subtropical regions, where tropical cyclones, such as hurricanes, cyclones and typhoons play significant effect on extreme wave height, these effects should be considered appropriately. The assessment can be based on either onsite measurement or hindcasting techniques (see reference document 1) of Clause H.4). In each case, at least 30 years of data are required.

In this annex, the hindcasting method required for the extreme wave assessment in tropical or subtropical regions is described.

H.2 Wind field estimation for tropical cyclones

Because offshore wind is usually difficult to measure, the offshore wind field is typically modelled. A method to model the offshore wind is described in this clause. This method may be combined with actual simulated cyclone tracks and synthetic cyclone tracks.

The surface pressure field in a tropical cyclone can be modelled by Schloemer's model (reference document 2) of Clause H.4) or its extension, Holland's model (reference document 3) of Clause H.4). In Holland's model, the surface pressure field in tropical cyclone $p(r)$ can be described as:

$$\frac{p(r) - p_c}{p_\infty - p_c} = \exp\left(-\frac{R_m}{r}\right)^B \quad (\text{H.1})$$

where

r is the distance from the centre of the tropical cyclone,

p_c is the central pressure,

p_∞ is the pressure outside the tropical cyclone,

R_m is the radius at the maximum wind speed,

B is the shape parameter and equal to 1,0 in Schloemer's model.

These model parameters for individual tropical cyclones can be estimated by using the DVORAK technique (reference document 4) of Clause H.4) or from cyclone track data issued by local meteorological agencies (see Clause H.5). Reviews of modelling issues that address uncertainties in extreme wind field modelling and the role of data and simulations are provided in reference documents 5), 6) and 7) of Clause H.4).

The wind field outside the boundary layer can be estimated by assuming gradient wind balance and the surface wind can be estimated by using the method proposed by Ishihara et al. (reference document 8) of Clause H.4).

Special care is needed for the wave height estimation in open ocean where swell may have significant influence on the extreme wave height. In this case, the wind field outside the

tropical cyclone affects the wave height during the tropical cyclone and should be modelled appropriately. Mesoscale meteorological simulation can be performed to estimate the surface wind field outside the tropical cyclone (reference document 9) of Clause H.4).

H.3 Wave estimation for tropical cyclones

For the estimation of wave height during tropical cyclones, hindcasting can be performed using third generation wave models such as WAVEWATCH III (WW3) (reference document 10) of Clause H.4) or SWAN (reference document 11) of Clause H.4). The third generation wave models solve the random phase spectral action density balance equation for wavenumber-direction spectra. The implicit assumption of this equation is that properties of medium (water depth and current) as well as the wave field itself vary on time and space scales that are much larger than the variation scales of a single wave. They explicitly accounts for wave-wave interaction, dissipation due to white capping and wave-bottom interaction. Special care is needed for the selection of the horizontal resolution of the simulation considering the distance from the coastline, characteristic of the bathymetry and water depth.

H.4 Reference documents

- 1) Moon, I. J., Ginis, I., Hara, T., Tolman, H. L., Wright, C. W. and Walsh, E. J., 2003, *Numerical Simulation of Sea Surface Directional Wave Spectra under Hurricane Wind Forcing*, J. of Physical Oceanography, Vol. 33, pp. 1680-1706
- 2) Schloemer, R. W., 1954, *Analysis and synthesis of hurricane wind patterns over Lake Okeechobee Florida*, Hydrometeorological Report, No.31
- 3) Holland, G. J., 1980, *An Analytic Model of the Wind and Pressure Profiles in Hurricanes*, Monthly Weather Reviews, American Meteorological Society, Vol. 108, pp. 1212-1218
- 4) Dvorak, V. F., 1975, *Tropical Cyclone Intensity Analysis and Forecasting from Satellite Imagery*, Monthly Weather Review, American Meteorological Society, Vol. 103, pp. 420-430
- 5) Vickery, P.J., Masters, F. J., Powell, M. D., and Wadhera, D., 2009, *Hurricane hazard modelling: The past, present, and future*, J. of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 97, Nos. 7–8, pp. 392-405, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2009.05.005> (viewed 3rd March 2018)
- 6) Vickery, P.J., Wadhera, D., Powell, M.D., and Chen, Y., 2009, *A Hurricane Boundary Layer and Wind Field Model for Use in Engineering Applications*, J. of Appl. Meteor., 48, pp. 381–405
- 7) Hagerman, G., 2014, *Development of an Integrated Extreme Wind, Wave, Current, and Water Level Climatology to Support Standards-Based Design of Offshore Wind Projects*, Technology Assessment Programs Final Report #672, Bureau of Safety and Environmental Enforcement
- 8) Ishihara, T., Siang, K. K., Leong, C. C. and Fujino, Y., 2005, *Wind field model and mixed probability distribution function for typhoon simulation*, Proc. of the Sixth Asia-Pacific Conference on Wind Engineering, pp. 412-426
- 9) Tanemoto, J. and Ishihara, T., 2013, *Prediction of extreme wind speed by using mesoscale model and JMA best track of tropical cyclones*, Proc. of the Eighth Asia-Pacific Conference on Wind Engineering
- 10) Tolman, H. L., 1989, *The numerical WAVEWATCH: A third generation model for the hindcasting of wind waves on tides in shelf seas*, Communications on Hydraulic and Geotechnical Engineering, Delft University of Technology, pp. 72
- 11) Booij, N. R., Ris, R. C. and Holthuijsen, L. H., 1999, *A third-generation wave model for coastal regions*, Part I, J. of Geophysical Research, 104, C4
- 12) Powell, M.D., Vickery, P.J., and Reinhold, T.A., 2003, *Reduced drag coefficient for high wind speeds in tropical cyclones*, Nature, 422, March 20, pp. 279-283

- 13) Holthuijsen, L. H., Powell, M. D., and Pietrzak, J. D., 2012, *Wind and waves in extreme hurricanes*, J. of Geophys. Res., Vol. 117
- 14) Vickery, P. J., Skerlj, P. F., Steckley, A. C., and Twisdale, L. A., 2000, *Hurricane wind field model for use in hurricane simulations*, J. of Struct. Engrg., ASCE, 126(10), pp. 1203-1222

H.5 Databases for tropical storms conditions

- 1) The National Hurricane Center / Tropical Prediction Center, USA (NOAA): <http://www.nhc.noaa.gov/> (viewed 3rd March 2018)
- 2) The Japan Meteorological Agency, Japan (JMA): <http://www.wis-jma.go.jp/cms/> (viewed 3rd March 2018)

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Annex I (informative)

Recommendations for alignment of safety levels in tropical cyclone regions

I.1 General

The met-ocean conditions associated with tropical storms may exhibit greater variability (a larger coefficient of variation [COV] of the extreme values) than those associated with extra-tropical storms. This potentially requires changes to design rules, i.e. change of design equations, characteristic values (e.g. return periods) or safety factors to maintain the same safety level as implied by the design rules contained within this document for extra-tropical conditions²⁶.

This annex proposes one approach to the alignment of design rules to location-dependent conditions for tropical cyclone conditions. Other approaches may be taken if it can be demonstrated that a safety level equivalent to that implied by this document is achieved.

The requirement for location-dependent design rules for use in design against tropical cyclones applies to the design of the support structure only.

I.2 Global robustness level criteria

In tropical cyclone regions, instead of determining the required partial safety factors based on hazard curves, the robustness level criteria should be used to verify the global structural integrity of the substructure and foundation. The American Petroleum Institute (API) Recommended Practice 2A, 22nd Edition, provides guidance for performing robustness level analysis, developing site-specific data and selecting environmental criteria in geographic areas exposed to tropical cyclone conditions based on risk considering life safety and consequence of failure. For structures which are unmanned or evacuated in severe storms and with medium consequence of failure (Exposure Category L-2), the 50-year full population tropical cyclone conditions define the design level criteria and the 500-year full population tropical cyclone conditions define the robustness level criteria.

²⁶ For example, a footnote to Subclause 11.3.2 of IEC 61400-1 specifies that the load partial safety factors for DLC 6.1 and DLC 6.2 are derived by assuming that the coefficient of variation of the annual maximum wind speed, COV, is smaller than 15 %. If the COV is larger than 15 %, they shall be increased linearly by a factor η from 1,0 at COV = 15 % to 1,15 at COV = 30 %. If $\eta > 1,0$ an adjusted value of the extreme 10 min. average

wind speed of $\tilde{V}_{50} = \sqrt{\eta} V_{50}$ can be used in the assessment of the structural integrity, see 11.9 and 11.10 of IEC 61400-1. COV of the annual maximum wind speed can approximately be obtained assuming a Gumbel distribution and assuming that for example 50 year and 100 year return values of the wind speed, V_{50} and V_{100} , are available. The parameters α and β are obtained from:

$$\alpha = \frac{V_{100} - V_{50}}{p_{100} - p_{50}}, \quad \beta = V_{50} - \alpha p_{50} \quad \text{with} \quad p_{100} = -\ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{100} \right) \right] \quad \text{and} \quad p_{50} = -\ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{50} \right) \right]$$

COV is determined from

$$COV = \frac{\sigma}{\mu} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} \frac{1}{\frac{\beta}{\alpha} + 0,5772}$$

I.3 Design load cases

In tropical cyclone affected regions, consideration of the additional subset of design load cases shown in Table I.1 is recommended.

For DLC I.2, the return period 'N' for extreme environmental conditions is selected such that the joint event of the loss of yaw power and controls during the extreme environmental conditions has the probability of 1/500, or equivalently a return period of 500 years. The value of 'N' should be selected and justified by the designer. For sites expected to experience a loss of network power, or in the absence of information defining the network reliability, a return period of 500 years for environmental conditions may be used as a conservative value, unless back-up power is available as specified in 7.4.7.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

Table I.1 – Additional load cases for tropical cyclone affected regions

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors on loads and strength
Parked (standing still or idling)	I.1	EWM Turbulent wind model $V'_{hub} = V'_{10min, 500}$	ESS $H_s = H_{s500}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	1.0
	I.2	EWM Turbulent wind model $V'_{hub} = V'_{10min, N-yr}$	ESS $H_s = H_{s N-yr}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	1.0

Bibliography

The following documents are relevant to the design of offshore wind turbines:

IEC 60034 (all parts), *Rotating electrical machines*

IEC 60038, *IEC standard voltages*

IEC 60146 (all parts), *Semiconductor converters*

IEC 60173:1964, *Colours of the cores of flexible cables and cords*

IEC 60204-1, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*

IEC 60204-11:2000, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 11: Requirements for HV equipment for voltages above 1 000 V a.c. or 1 500 V d.c. and not exceeding 36 kV*

IEC 60227 (all parts), *Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V*

IEC 60245 (all parts), *Rubber insulated cables – Rated voltages up to and including 450/750 V*

IEC 60269 (all parts), *Low-voltage fuses*

IEC 60287 (all parts), *Electric cables – Calculation of the current rating*

IEC 60364 (all parts), *Low voltage electrical installations*

IEC 60439 (all parts), *Low voltage switchgear and control gear assemblies*

IEC 60446:2007, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Identification of conductors by colours or numerals*

IEC 60529:1989, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*

IEC 60617, *Graphical symbols for diagrams*

IEC 60755:2008, *General requirements for residual current-operated protective devices*

IEC 60898, *Electrical accessories – Circuit breakers for overcurrent protection for household and similar installations*

IEC 61000-6-1, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-1: Generic standards – Immunity standard for residential, commercial and light-industrial environments*

IEC 61000-6-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments*

IEC 61310-1:2007, *Safety of machinery – Indication, marking and actuation – Part 1: Requirements for visual, acoustic and tactile signals*

IEC 61310-2:2007, *Safety of machinery – Indication, marking and actuation – Part 2: Requirements for marking*

IEC TS 61400-3-2, *Design requirements for floating offshore wind turbines*

IEC 61400-13, *Wind turbines – Part 13: Measurement of mechanical loads*

IEC 61400-21, *Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*

IEC 61400-24, *Wind turbines – Part 24: Lightning protection*

ISO 21650: 2007, *Actions from waves and currents on coastal structures*

ISO 3010, *Basis for design of structures – Seismic actions on structures*

ISO 4354:1997, *Wind actions on structures*

ISO 8930:1993, *General principles on reliability for structures – List of equivalent terms*

ISO 29400, *Ships and marine technology – Offshore wind energy – Port and marine operations*

International Civil Aviation Organization (ICAO), Annex 14 to Convention on International Civil Aviation, Aerodromes, Vol. 1, Ed. 4, July 2004, *Aerodrome Design and Operations*

International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities (IALA), Recommendation O-117, Ed. 2, December 2004, *On the Marking of Offshore Wind Farms*

Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Rules and Guidelines: IV – Industrial Services, Part 2 – *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*

DNVGL-ST-0126, *Support structures for wind turbines*, April 2016

H. Wang, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor and H. G. Kim, *A new turbulence model for offshore wind turbine standards*, Wind Energy, Volume 17, Issue 10, pages 1587–1604, October 2014

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	155
INTRODUCTION.....	158
1 Domaine d'application	159
2 Références normatives	159
3 Termes et définitions	160
4 Symboles et termes abrégés	168
4.1 Symboles et unités	168
4.2 Termes abrégés.....	169
5 Éléments principaux	170
5.1 Généralités	170
5.2 Méthodes de conception	170
5.3 Classes de sécurité	172
5.4 Assurance qualité	172
5.5 Marquages de l'ensemble rotor–nacelle	173
6 Conditions externes – Définition et évaluation	173
6.1 Généralités	173
6.2 Classes d'éoliennes	174
6.3 Définition des conditions externes sur un site d'éolienne en mer	174
6.3.1 Généralités	174
6.3.2 Conditions de vent.....	175
6.3.3 Conditions maritimes	175
6.3.4 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique	183
6.3.5 Autres conditions d'environnement	183
6.4 Évaluation des conditions externes sur un site d'éoliennes en mer	184
6.4.1 Généralités	184
6.4.2 Base de données océano-météorologiques.....	184
6.4.3 Évaluation des conditions de vent.....	185
6.4.4 Évaluation des conditions maritimes	188
6.4.5 Évaluation d'autres conditions d'environnement.....	192
6.4.6 Évaluation des conditions du réseau électrique	193
6.4.7 Évaluation des conditions du sol.....	193
7 Conception structurelle.....	194
7.1 Généralités	194
7.2 Méthodologie conceptuelle.....	195
7.3 Charges	195
7.3.1 Généralités	195
7.3.2 Charges d'inertie et gravitationnelles	195
7.3.3 Charges aérodynamiques	195
7.3.4 Charges de manœuvre	196
7.3.5 Charges hydrodynamiques	196
7.3.6 Surcharges de glace de mer/lac	196
7.3.7 Autres charges	196
7.4 Situations de conception et cas de charge associés.....	197
7.4.1 Généralités	197
7.4.2 Production d'électricité (DLC 1.1 à 1.6).....	204

7.4.3	Production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.1 – 2.5)	205
7.4.4	Démarrage (DLC 3.1 à 3.3).....	208
7.4.5	Arrêt normal (DLC 4.1 à 4.2).....	208
7.4.6	Arrêt d'urgence (DLC 5.1).....	209
7.4.7	Immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 6.1 à 6.4)	209
7.4.8	Immobilisation et conditions de panne (DLC 7.1 à 7.2)	211
7.4.9	Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 8.1 à 8.4).....	212
7.4.10	Cas de charge de calcul pour la glace de mer/lac	216
7.5	Calculs de charge et d'effet de charge	217
7.5.1	Généralités	217
7.5.2	Pertinence des charges hydrodynamiques	217
7.5.3	Calcul des charges hydrodynamiques	218
7.5.4	Calcul des surcharges de glace de mer/lac.....	218
7.5.5	Évaluation d'amortissement globale pour les évaluations de la réponse de la structure de support	218
7.5.6	Exigences de simulation	220
7.5.7	Autres exigences	221
7.6	Analyse de l'état limite ultime.....	222
7.6.1	Méthode	222
7.6.2	Analyse de la résistance à la rupture	225
7.6.3	Rupture par fatigue.....	226
7.6.4	Facteurs spéciaux de sécurité partielle	226
7.6.5	Évaluation des charges cycliques pour l'évaluation de la fondation.....	226
8	Système de commande	227
9	Systèmes mécaniques	227
10	Système électrique	228
11	Conception de la fondation et de la sous-structure	228
12	Assemblage, installation et montage.....	229
12.1	Généralités	229
12.2	Planification	230
12.3	Conditions d'installation	230
12.4	Accès au site	230
12.5	Conditions d'environnement	230
12.6	Documentation.....	231
12.7	Reception, manutention et stockage	231
12.8	Systèmes de la structure de support	231
12.9	Assemblage de l'éolienne en mer.....	231
12.10	Montage de l'éolienne en mer	231
12.11	Dispositifs de fixation et attaches.....	232
12.12	Grues, treuils et équipements de levage	232
13	Mise en service, fonctionnement et maintenance	232
13.1	Généralités	232
13.2	Exigences de conception pour le fonctionnement, le contrôle et la maintenance en toute sécurité	233
13.3	Instructions concernant la mise en service	234
13.3.1	Généralités	234
13.3.2	Alimentation	234
13.3.3	Essais de mise en service	234

13.3.4	Enregistrements	234
13.3.5	Activités postérieures à la mise en service	234
13.4	Manuel d'utilisation de l'opérateur	235
13.4.1	Généralités	235
13.4.2	Renseignements concernant les enregistrements de fonctionnement et de maintenance	235
13.4.3	Instructions pour l'arrêt automatique non programmé	235
13.4.4	Instructions pour une fiabilité réduite	236
13.4.5	Plan de procédures de travail	236
13.4.6	Plan de procédures d'urgence	236
13.5	Manuel de maintenance	237
Annexe A (informative)	Principaux paramètres de conception d'une éolienne en mer	238
A.1	Identifiants de l'éolienne en mer	238
A.1.1	Généralités	238
A.1.2	Paramètres de l'ensemble rotor-nacelle (machine)	238
A.1.3	Paramètres de la structure de support	238
A.1.4	Conditions de vent (fondées sur une période de référence de 10 min et incluant les effets de sillage dans le parc éolien, le cas échéant)	238
A.1.5	Conditions maritimes (fondées sur une période de référence de 3 h, le cas échéant)	239
A.1.6	Conditions du réseau électrique sur le site de l'éolienne	239
A.2	Autres conditions d'environnement	240
A.3	Conditions aux limites pour le transport, le montage et la maintenance	240
Annexe B (informative)	Hydrodynamique en eau peu profonde et vagues déferlantes	241
B.1	Choix des théories de vagues appropriées	241
B.2	Modélisation des trains de vagues irrégulières	242
B.3	Distributions des hauteurs de vagues	242
B.3.1	Généralités	242
B.3.2	Modèle de Goda pour la hauteur de vague maximale	242
B.3.3	Distributions des hauteurs de vagues selon Battjes et Groenendijk	245
B.3.4	Distributions de Forristall pour les hauteurs de vagues et de crêtes	249
B.4	Vagues déferlantes	250
B.5	Documents de référence	253
Annexe C (informative)	Recommandations relatives au calcul des charges hydrodynamiques	254
C.1	Généralités	254
C.2	Équation de Morison	255
C.3	Diffraction	256
C.4	Charges dues au cognement et au claquement des vagues	257
C.5	Vibrations induites par les tourbillons	261
C.5.1	Généralités	261
C.5.2	Vitesses critiques relatives à un mouvement transversal à l'écoulement	261
C.5.3	Vitesses critiques dans le cas d'un mouvement dans le sens de l'écoulement (écoulement en ligne)	263
C.6	Équipements accessoires	264
C.6.1	Généralités	264
C.6.2	Autre méthode d'estimation des coefficients hydrodynamiques représentant des équipements accessoires et les concrétions marines	264
C.7	Méthodes de calcul	273
C.7.1	Généralités	273

C.7.2	Approche explicite	273
C.7.3	Approche par les vagues forcées	273
C.8	Documents de référence	273
Annexe D (informative)	Recommandations relatives à la conception des structures de support des éoliennes en mer par rapport aux surcharges de glace	275
D.1	Remarques introductives	275
D.2	Généralités	275
D.3	Choix de l'épaisseur de glace	276
D.4	Cas de charge	277
D.4.1	Généralités	277
D.4.2	Charge horizontale d'un couvert de glace provenant des fluctuations de température (DLC D1)	278
D.4.3	Charge horizontale d'un couvert de glace provenant des fluctuations du niveau de l'eau et de l'effet de voûte (DLC D2)	278
D.4.4	Charge horizontale provenant de la glace en mouvement (DLC D3, D4, D7 et D8)	278
D.4.5	Charge verticale provenant du couvert de glace (DLC D5)	282
D.4.6	Pression provenant des ondins de glace (DLC D6)	283
D.4.7	Charges dynamiques (DLC D3, D4, D7 et D8)	284
D.5	Exigences relatives à la simulation stochastique	287
D.6	Exigences relatives aux essais sur modèles	287
D.7	Documents de référence	288
D.8	Bases de données concernant les conditions de glace	289
Annexe E (informative)	Conception de la fondation et de la sous-structure d'une éolienne en mer	290
Annexe F (informative)	Extrapolation statistique des paramètres océano-météorologiques opérationnels pour l'analyse de résistance ultime	291
F.1	Généralités	291
F.2	Utilisation de l'IFORM pour déterminer la hauteur des vagues significatives au cours d'une période de 50 ans dépendant de la vitesse moyenne du vent	291
F.3	Exemples de distributions conjointes de V et H_s et approximations du contour environnemental	293
F.4	Choix de la durée de l'état de mer	295
F.5	Détermination de la hauteur extrême de vague individuelle à intégrer à l'état de mer SSS	296
F.6	Documents de référence	296
Annexe G (informative)	Protection contre la corrosion	297
G.1	Généralités	297
G.2	L'environnement marin	297
G.3	Considérations relatives à la protection contre la corrosion	298
G.4	Systèmes de protection contre la corrosion – Structures de support	298
G.5	Protection contre la corrosion de l'ensemble rotor–nacelle	299
G.6	Documents de référence	301
Annexe H (informative)	Prévision des hauteurs de vagues extrêmes lors de cyclones tropicaux	302
H.1	Généralités	302
H.2	Estimation du champ éolien pour les cyclones tropicaux	302
H.3	Estimation des vagues pour les cyclones tropicaux	303
H.4	Documents de référence	303
H.5	Bases de données pour les conditions de tempêtes tropicales	304

Annexe I (informative) Recommandations pour l'alignement des niveaux de sécurité dans les régions de cyclones tropicaux.....	305
I.1 Généralités	305
I.2 Critères de niveau de solidité global	305
I.3 Cas de charge de calcul.....	306
Bibliographie.....	308
Figure 1 – Parties d'une éolienne en mer fixe	162
Figure 2 – Processus de conception d'une éolienne en mer	172
Figure 3 – Définition des niveaux d'eau	181
Figure 4 – Deux approches pour calculer l'effet de charge de calcul	224
Figure B.1 – Diagramme de choix des théories de vagues régulières.....	242
Figure B.2 – Comparaison des résultats des distributions des hauteurs de vagues	250
Figure C.1 – Vague déferlante et paramètres du cylindre.....	259
Figure C.2 – Paramètres de l'écoulement entrant oblique	259
Figure C.3 – Distribution sur la hauteur de la ligne de force d'impact maximal ($\gamma = 0^\circ$)	260
Figure C.4 – Réponse d'un modèle réduit et d'un cylindre en vraie grandeur à un écoulement en ligne et transversal.....	263
Figure C.5 – Définition géométrique du blocage et de la protection.....	268
Figure C.6 – Influence d'une limite fixe sur le coefficient de traînée dans le cas d'un cylindre circulaire soumis à un écoulement supercritique oscillatoire $KC > 20$, $R_e = 10^5 - 2 \times 10^6$	269
Figure C.7 – Facteurs de protection	271
Figure C.8 – Valeur recommandée pour le coefficient de masse ajouté C_m d'un cylindre circulaire; influence d'une limite fixe	272
Figure D.1 – Coefficients des forces de glace pour l'analyse de limite de plasticité	281
Figure D.2 – Historique des surcharges de glace pour des conditions de blocage de fréquences.....	285
Figure D.3 – Historique de la composante de force horizontale de la surcharge de glace agissant sur une structure conique	286
Figure F.1 – Exemple de construction du contour environnemental au cours d'une période de 50 ans pour une durée de l'état de mer de 3 h.....	292
Tableau 1 – Conversion entre les vitesses de vent extrême de différentes périodes d'intégration.....	186
Tableau 2 – Cas de charge de calcul	199
Tableau 3 – Cas de charge de calcul pour la glace de mer/lac.....	216
Tableau B.1 – Constantes h_1 et h_2 et hauteurs de vagues normalisées $h_{x\%}$ en fonction de H_{tr}	246
Tableau B.2 – Type de vagues déferlantes	252
Tableau I.1 – Cas de charge supplémentaires pour les régions affectées par des cyclones tropicaux	307

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 3-1: Exigences de conception des éoliennes en mer fixes

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 61400-3-1 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne.

Cette édition annule et remplace la première édition de l'IEC 61400-3 parue en 2009. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à la première édition de l'IEC 61400-3:

- a) L'Article 12 a été fusionné avec l'Article 6 afin de reconnaître que la conception de la structure de support d'une éolienne est généralement spécifique au site pour les projets en mer;

- b) Le tableau des charges de conception a été révisé afin de simplifier l'approche par vagues, à la fois pour plusieurs cas de rafales avec l'état de mer normale et pour de nombreux cas avec l'état de mer extrême. Les recommandations concernant les calculs de charge ont été modifiées en conséquence;
- c) Pour les facteurs de sécurité de charge, il est désormais fait directement référence à l'IEC 61400-1;
- d) L'Article 8 portant sur le système de commande a été aligné sur les dernières mises à jour de l'IEC 61400-1;
- e) L'Annexe B de la première édition consacrée aux spectres d'ondes a été remplacée par une référence à l'ISO 19901-1;
- f) L'annexe consacrée aux surcharges de glace a été révisée et mise à jour (désormais l'Annexe D);
- g) Deux annexes informatives concernant les cyclones tropicaux ont été introduites: L'Annexe H consacrée à l'évaluation de la hauteur de vague et l'Annexe I consacrée au niveau de sécurité;
- h) Les autres parties du texte ont été alignées sur l'IEC 61400-1.

La présente partie doit être lue conjointement à l'IEC 61400-1, *Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements*.

La présente version bilingue (2019-11) correspond à la version anglaise monolingue publiée en 2019-04.

Le texte anglais de cette norme est issu des documents 88/708/FDIS et 88/712/RVD.

Le rapport de vote 88/712/RVD donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

Cette publication a été rédigée 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.

Les futures normes de cette série porteront le nouveau titre général cité ci-dessus. Les titres des normes existantes de cette série feront l'objet d'une mise à jour lors de la prochaine édition.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

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 61400-3-1:2019

INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 61400 expose les exigences minimales de conception des éoliennes en mer fixes et n'est pas conçue pour servir de spécification intégrale de conception ou de manuel d'utilisation.

Plusieurs différentes parties peuvent être responsables de la prise en charge des différents éléments de la conception, de la fabrication, de l'assemblage, de l'installation, du montage, de la mise en service, de l'exploitation et de la maintenance d'une éolienne en mer, ainsi que de l'assurance que les exigences du présent document sont satisfaites. La division de responsabilité entre ces parties relève de questions contractuelles, et ne relève pas du domaine d'application du présent document.

Toute exigence du présent document peut être modifiée s'il peut être démontré de manière adéquate que la sécurité du système n'est pas compromise. La conformité au présent document ne dégage pas toute personne, organisation ou personne morale de sa responsabilité d'observer d'autres réglementations applicables.

Le document n'est pas destiné à fournir des exigences concernant les éoliennes en mer flottantes. Pour les installations flottantes, il est fait référence à l'IEC 61400-3-2.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-1:2019

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 3-1: Exigences de conception des éoliennes en mer fixes

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 spécifie des exigences complémentaires d'évaluation des conditions externes sur un site d'éoliennes en mer, ainsi que les exigences essentielles de conception, afin d'assurer l'intégrité technique des éoliennes en mer fixes. Elle a pour objet de fournir un niveau de protection approprié contre les dommages causés par tous les dangers pendant la durée de vie prévue.

Le présent document se concentre sur l'intégrité technique des éléments de structure d'une éolienne en mer, mais concerne également les sous-systèmes, tels que les mécanismes de commande et de protection, les systèmes électriques internes et les systèmes mécaniques.

Une éolienne doit être considérée comme une éolienne en mer fixe, si la structure de support est soumise à des charges hydrodynamiques, et si elle repose sur le plancher océanique. Les exigences de conception spécifiées dans le présent document ne sont pas suffisantes pour assurer l'intégrité technique des éoliennes en mer flottantes. Pour les installations flottantes, il est fait référence à l'IEC 61400-3-2. Dans le reste du présent document, le terme "éolienne en mer" fait référence, par hypothèse, aux éoliennes fixées sur le plancher océanique.

Il convient d'utiliser le présent document avec les normes IEC et ISO appropriées mentionnées à l'Article 2. En particulier, le présent document est totalement cohérent avec les exigences de l'IEC 61400-1. Le niveau de sécurité de l'éolienne en mer, conçue selon le présent document, doit être égal ou supérieur au niveau inhérent de l'IEC 61400-1. Certains articles, dans lesquels un énoncé complet des exigences facilite la compréhension, intègrent la duplication du texte de l'IEC 61400-1.

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 60721 (toutes les parties), *Classification des conditions d'environnement*

IEC 61400-1:2018, *Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements* (disponible en anglais seulement)¹

ISO 2394:1998, *Principes généraux de la fiabilité des constructions*

ISO 2533:1975, *Atmosphère type*

ISO 19900:2002, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences générales pour les structures en mer*

¹ En cours d'élaboration. Stade au moment de la publication: IEC/RFDIS 61400-1:2018.

ISO 19901-1:2015, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences spécifiques relatives aux structures en mer – Partie 1: Dispositions océano-météorologiques pour la conception et l'exploitation*

ISO 19901-4:2003, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences spécifiques relatives aux structures en mer – Partie 4: Bases conceptuelles des fondations*

ISO 19902:2007, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures en mer fixes en acier*

ISO 19903:2006, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures en mer fixes en béton*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 61400-1, ainsi que les suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

espace libre dans l'air

dégagement entre la surface de l'eau la plus élevée observée dans des conditions d'environnement extrêmes et la partie exposée la plus basse non conçue pour résister à l'impact des vagues

3.2

effet de voûte

action d'une voûte de glace (ou de son effondrement) sur une sous-structure

3.3

voûte de glace

accumulation de glace entre les sous-structures ou entre une sous-structure et la côte qui présentant la forme d'une voûte et qui finit par s'effondrer

3.4

codirectionnel

agissant dans la même direction

3.5

courant

écoulement d'eau au-delà d'un emplacement fixé, habituellement décrit en matière de vitesse et de direction

3.6

diffraction

phénomène qui décrit la flexion des vagues autour d'obstacles et leur propagation au-delà des ouvertures

3.7

vague de calcul

onde déterministe avec une hauteur, une période et une direction définies, utilisée pour la conception d'une structure en mer

Note 1 à l'article: Une vague de calcul peut être associée à une exigence d'utilisation d'une théorie particulière de vague périodique.

3.8

concepteur

entité ou entités responsables de la conception d'une éolienne en mer

3.9

conditions d'environnement

caractéristiques de l'environnement (vent, vagues, courants marins, niveau d'eau, glace de mer/lac, concrétions marines, affouillement et ensemble des mouvements du plancher océanique, etc.) qui peuvent affecter le comportement de l'éolienne

3.10

conditions externes

facteurs externes affectant le fonctionnement d'une éolienne en mer, y compris les conditions d'environnement, l'état du réseau électrique et d'autres facteurs climatiques (température, neige, glace, etc.)

3.11

hauteur extrême des vagues significatives

hauteur des vagues significatives de l'état de mer au cours de la période de référence avec une probabilité annuelle de dépassement de $1/N$ ("période de retour": N années), extrapolée de la distribution extrême de la hauteur des vagues significatives sur le site

3.12

hauteur de vague extrême

hauteur de vague individuelle (généralement la hauteur des vagues passant par zéro), avec une probabilité annuelle de dépassement de $1/N$ ("période de retour": N années)

3.13

couvert de glace

couverture continue rigide/cassante de glace, non en mouvement

3.14

fetch

distance sur laquelle le vent souffle au-dessus de la mer avec une vitesse et une direction sensiblement constantes

3.15

éolienne en mer fixe

éolienne dont la sous-structure est soumise à une charge hydrodynamique et repose sur le plancher océanique

3.16

éolienne en mer flottante

éolienne dont la sous-structure est soumise à une charge hydrodynamique et est soutenue par flottabilité et un système de maintien en position

3.17

fondation

partie d'une structure de support d'une éolienne en mer transférant dans le plancher océanique les charges agissant sur la structure.

Note 1 à l'article: Différents concepts de fondation sont représentés à la Figure 1, ainsi que les autres parties de la structure de support d'une éolienne en mer.

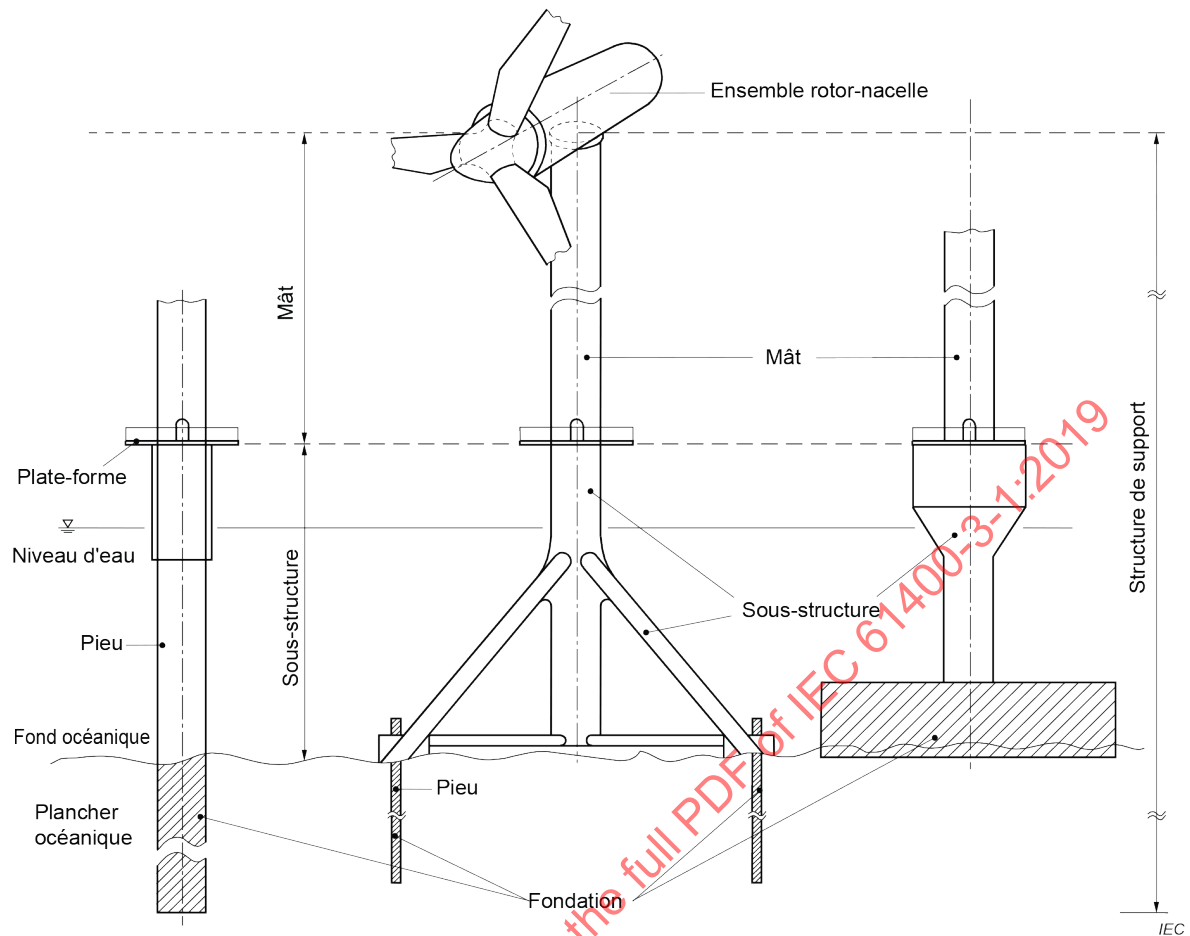


Figure 1 – Parties d'une éolienne en mer fixe

3.18

marée astronomique la plus haute

niveau de l'eau au repos le plus haut qui peut se produire sous n'importe quelle combinaison de conditions astronomiques et dans des conditions météorologiques moyennes.

Note 1 à l'article: Des marées de tempête, générées par des phénomènes météorologiques et essentiellement irrégulières, sont superposées aux variations de marée, si bien que globalement le niveau de l'eau au repos peut se trouver au-dessus de la marée astronomique la plus haute.

3.19

rétrosimulation

méthode de simulation des données (océano-météorologiques) historiques d'une région, par modélisation numérique

3.20

hauteur du moyeu

hauteur du centre de la surface balayée du rotor de l'éolienne par rapport au niveau moyen de la mer

3.21

glace hummockée

glace brisée et floes empilés formant des crêtes de glace lorsque de grands bancs de glace (floes) se rencontrent ou rencontrent un obstacle rigide, par exemple, une structure de support d'éolienne en mer

3.22**floe**

plaque de glace de dimensions comprises entre quelques mètres et plusieurs kilomètres, non rigidement accrochée par le gel à la côte, immobile ou en mouvement

3.23**ondin de glace**

blocs de glace angulaires de dimensions différentes qui s'empilent sur les floes par collision sous la poussée du vent et des courants

Note 1 à l'article: La partie de l'ondin située au-dessus de la surface de l'eau est appelée voile, celle située au-dessous est appelée quille. La partie supérieure de la quille peut être consolidée, composée de blocs de glace regelés, de glace empilée regelée ou d'une combinaison des deux, et est appelée couche consolidée.

3.24**givrage**

déposition d'un couvert de glace ou accumulation de givre sur des pièces d'une éolienne en mer, qui peut avoir comme conséquence des charges supplémentaires et/ou des propriétés modifiées

3.25**eaux intérieures**

eaux presque entièrement ou entièrement entourées de terre

3.26**effet de charge**

effet d'une charge unique ou d'une combinaison de plusieurs charges sur un élément de structure ou sur un système, par exemple, une force interne, un effort, une contrainte, un mouvement, etc.

3.27**marée astronomique la plus basse**

niveau de l'eau au repos le plus bas qui peut se produire sous n'importe quelle combinaison de conditions astronomiques et dans des conditions météorologiques moyennes

Note 1 à l'article: Des marées de tempête, générées par des phénomènes météorologiques et essentiellement irrégulières, sont superposées aux variations de marée, si bien que globalement le niveau de l'eau au repos peut se trouver au-dessous de la marée astronomique la plus basse.

3.28**fabricant**

entité ou entités responsables de la fabrication et de la construction d'une éolienne en mer

3.29**conditions maritimes**

caractéristiques de l'environnement marin (vagues, courants marins, niveau d'eau, glace de mer/lac, concrétions marines, mouvement du plancher océanique et affouillement, etc.) qui peuvent affecter le comportement de l'éolienne

3.30**concrétions marines**

revêtement sur la surface des éléments de structure dû à des végétaux, animaux et bactéries

3.31**niveau moyen de la mer**

niveau moyen de la mer observé au cours d'une durée assez longue pour s'affranchir des variations dues aux vagues, marées et marées de tempête

3.32

période moyenne au niveau zéro

période moyenne entre les passages des vagues par zéro (par le haut ou le bas) dans un état de mer spécifique

Note 1 à l'article: Des relations existent entre la période moyenne au niveau zéro et la période de pic.

3.33

océano-météorologie

abréviation de météorologique et océanographique

3.34

glace en mouvement

portions de glace de mer/lac qui se déplacent sous l'action du vent et/ou des courants

3.35

multidirectionnel

agissant dans plusieurs directions

3.36

site de l'éolienne en mer

emplacement ou emplacement prévu d'une éolienne en mer individuelle, soit seule, soit dans un parc éolien

3.37

période de pic des vagues

période de l'énergie maximale du spectre des vagues

3.38

pénétration d'un pieu

hauteur entre le fond océanique et l'extrémité inférieure du pieu

3.39

système de collecte de puissance

système électrique qui récupère l'énergie produite par une ou plusieurs éoliennes

Note 1 à l'article: Le système de collecte de puissance comprend tous les équipements électriques raccordés entre les bornes des éoliennes et le point de connexion au réseau. Pour les parcs éoliens en mer, le système de collecte de puissance peut inclure le raccordement à la côte.

3.40

glace empilée

plaque de glace de mer/lac qui converge vers une autre couche de glace et glisse sur son sommet (chevauchement), entraînant une augmentation locale de l'épaisseur de glace

3.41

période de référence

période pendant laquelle la stationnarité d'un processus stochastique donné est définie par hypothèse, par exemple, la vitesse du vent, l'élévation ou la réaction de la mer

3.42

réfraction

processus par lequel l'énergie des vagues est redistribuée du fait des variations de la vitesse de propagation des vagues due aux variations de profondeur d'eau et/ou de la vitesse des courants

3.43**ensemble rotor–nacelle**

partie d'une éolienne en mer soutenue par la structure de support

3.44**fond océanique**

interface entre la mer et le plancher océanique

3.45**déclivité du fond océanique**

gradient local du fond océanique, par exemple, associé à une plage

3.46**glace de mer/lac**

eau de mer ou eau douce de lac gelée

3.47**état de mer**

état de la mer pour lequel ses propriétés statistiques restent stables

3.48**plancher océanique**

matériaux sous-marins dans lesquels repose une structure de support

3.49**mouvement du plancher océanique**

mouvement du plancher océanique dû aux processus géologiques naturels

3.50**affouillement**

déplacement des matériaux constituant le plancher océanique par des courants et des vagues, ou du fait de la présence d'éléments de structure interrompant le régime naturel d'écoulement au-dessus du fond océanique

3.51**eaux peu profondes**

profondeur d'eau dans laquelle la présence du plancher océanique a un effet significatif sur l'hydrodynamique des vagues

Note 1 à l'article: La distinction entre eaux peu profondes et eaux profondes est définie à la Figure B.1. Pour des états de mer extrêmes, un site peut devoir être considéré comme peu profond, alors qu'il peut être considéré comme profond dans des conditions normales.

3.52**hauteur des vagues significatives**

mesure statistique de la hauteur des vagues dans un état de mer définie soit comme la hauteur moyenne du tiers supérieur des vagues passant par zéro, soit comme égale à $4 \times \sigma_\eta$ où σ_η est l'écart type de la hauteur de la surface de la mer

Note 1 à l'article: La première hauteur est appelée hauteur statistique des vagues significatives (généralement désignée $H_{1/3}$ ², alors que la dernière hauteur est appelée hauteur spectrale des vagues significatives désignée par H_s ou H_{m0}).

² En eaux profondes, $H_{1/3} \approx 0,956 H_s$ indépendamment de la forme spectrale des vagues (ISO 21650:2007).

3.53

période des vagues significatives

mesure statistique de la période des vagues dans un état de mer, définie comme la période moyenne du tiers supérieur des vagues passant par zéro, et désignée $T_{1/3}$

Note 1 à l'article: Des relations existent entre la période de pic T_p et $T_{1/3}$.

3.54

zone d'éclaboussure

zone externe de la structure de support fréquemment mouillée du fait des vagues et des variations de marée

Note 1 à l'article: Elle est définie comme étant la zone située entre

- le niveau de l'eau au repos le plus haut, avec une période de retour de 1 an, augmenté de la hauteur de crête d'une vague dont la hauteur est égale à la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 1 an, et
- le niveau de l'eau au repos le plus bas avec une période de retour de 1 an, diminué de la profondeur de creux d'une vague dont la hauteur est égale à la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 1 an.

3.55

niveau de l'eau au repos

niveau d'eau abstrait calculé en incluant les effets des marées et de la marée de tempête, mais en excluant les variations dues aux vagues

Note 1 à l'article: Le niveau de l'eau au repos peut être au-dessus ou au-dessous du niveau moyen de la mer, ou au même niveau.

3.56

marée de tempête

variation du niveau d'eau due aux variations atmosphériques et/ou au vent associé à une tempête

3.57

sous-structure

partie de la structure de support d'une éolienne en mer qui s'étend au-dessus du plancher océanique et reliant la fondation au mât

3.58

structure de support

partie d'une éolienne en mer comprenant le mât, la sous-structure et la fondation

3.59

houle

état de mer dans lequel des vagues générées par des vents distants du site ont progressé jusqu'à ce dernier, sans être générées localement

3.60

courant de marée

courant résultant des marées

3.61

amplitude de marée

hauteur entre la marée astronomique la plus haute et la marée astronomique la plus basse

3.62

marées

mouvements réguliers prévisibles de la mer produits par les forces astronomiques

3.63**mât**

partie de la structure de support d'une éolienne en mer reliant la sous-structure à l'ensemble rotor-nacelle

3.64**tsunami**

vagues de mer à période longue, provoquées par de rapides mouvements verticaux du fond océanique

3.65**unidirectionnel (vent et/ou vagues)**

agissant dans une seule direction

3.66**profondeur d'eau**

hauteur entre le fond océanique et le niveau de l'eau au repos

Note 1 à l'article: Comme il existe plusieurs définitions du niveau de l'eau au repos (voir 3.55), il peut y avoir plusieurs valeurs de profondeur d'eau.

3.67**élévation des crêtes de vagues**

hauteur entre la crête d'une vague et le niveau de l'eau au repos

3.68**direction des vagues**

direction moyenne dans laquelle les vagues progressent

3.69**hauteur des vagues**

hauteur entre le point le plus élevé et le point le plus bas de la surface de l'eau d'une vague individuelle passant par zéro

3.70**période des vagues**

intervalle de temps entre les deux passages de vagues par zéro qui délimitent une vague passant par zéro

3.71**fréquence d'énergie maximale du spectre**

fréquence de l'énergie maximale du spectre des vagues, inverse de la période de pic des vagues

3.72**spectre des vagues**

représentation, dans le domaine fréquentiel, de la hauteur de la surface de la mer, dans un état de mer

3.73**cambrure des vagues**

rapport de la hauteur de la vague à la longueur de la vague

3.74**interruption météorologique**

un ou plusieurs intervalles de temps au cours desquels les conditions d'environnement sont trop mauvaises pour permettre l'exécution d'une opération maritime spécifiée

3.75

fenêtre météorologique

intervalle de temps au cours duquel les conditions d'environnement permettent l'exécution d'une opération maritime spécifiée

3.76

profil du vent – loi du cisaillement du vent

expression mathématique de la variation définie par hypothèse de la vitesse du vent à une hauteur donnée au-dessus du niveau de l'eau au repos

Note 1 à l'article: Les profils usuels sont le profil logarithmique (équation (1)) et le profil de loi de puissance (équation (2)).

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

où

$V(z)$ est la vitesse du vent à la hauteur z ;

z est la hauteur au-dessus du niveau de l'eau au repos;

z_r est une hauteur de référence au-dessus du niveau de l'eau au repos, utilisée pour adapter le profil;

z_0 est la longueur de rugosité;

α est l'exposant de cisaillement du vent (ou de la loi de puissance).

3.77

mer de vent

état de mer produit par les vents locaux

3.78

vague passant par zéro

partie de l'historique temporel des valeurs d'élévation des vagues entre les passages de vagues par zéro

Note 1 à l'article: Un passage par zéro se produit lorsque la surface de la mer monte (et non lorsqu'elle descend), par rapport au niveau de l'eau au repos.

4 Symboles et termes abrégés

Pour les besoins du présent document, les symboles et termes abrégés de l'IEC 61400-1, ainsi que les suivants s'appliquent.

4.1 Symboles et unités

A_C	constante de Charnock	[-]
d	profondeur d'eau	[m]
f_p	fréquence d'énergie maximale du spectre	[Hz]
g	accélération due à la pesanteur	[m/s ²]
h	épaisseur de plaque de glace de mer/lac	[m]
h_C	épaisseur de couche consolidée d'ondins de glace de mer/lac ou de couche de glace empilée regelée	[m]
h_N	épaisseur de glace de mer/lac avec une période de retour de N années	[m]
h_m	épaisseur de glace égale à la valeur moyenne à long terme de l'épaisseur maximale annuelle de plaque de glace pendant des hivers rigoureux	[m]

H	hauteur de vague individuelle	[m]
H_B	est la hauteur de la déferlante	[m]
H_N	hauteur de vague individuelle avec une période de retour de N années	[m]
H_s	hauteur significative spectrale de vague	[m]
H_{sN}	hauteur significative spectrale de vague avec une période de retour de N années	[m]
$H_{1/3}$	hauteur significative statistique de vague	[m]
k	nombre d'ondes	[-]
$K_{\max}$	degrés-jours de gel accumulés	[°C]
s	déclivité du fond océanique	[°]
$p(V_{\text{hub}})$	fonction de densité de probabilité de la vitesse du vent à hauteur du moyeu	[-]
S_η	spectre des vagues unilatéral	[m ² /Hz]
R_d	valeur de calcul de la résistance du composant	[-]
R_k	valeur caractéristique de la résistance du composant	[-]
S_d	valeur de calcul de l'effet de charge	[-]
S_k	valeur caractéristique de l'effet de charge	[-]
t	temps	[s]
T	période de vague	[s]
T_p	période d'énergie maximale du spectre	[s]
T_z	période de vague moyenne au niveau zéro	[s]
U_N	vitesse des courants avec une période de retour de N années	[m/s]
U_{ss}	vitesse des courants sous-marins	[m/s]
U_w	vitesse des courants produits par le vent	[m/s]
V_N	vitesse de vent extrême prévue (moyennée sur 10 min), avec une période de retour de N années	[m/s]
V_{eN}	vitesse de vent extrême prévue (moyennée sur 3 s), avec une période de retour de N années	[m/s]
z	hauteur au-dessus du SWL	[m]
α	déclivité du fond océanique en radians	[rad]
η	hauteur de la surface de la mer par rapport au SWL	[m]
κ	constante de von Karman	[-]
λ	longueur de vague (longueur d'onde)	[m]
θ_w	direction des vagues	[°]
θ_{wm}	direction moyenne des vagues	[°]
θ_c	direction du courant	[°]
σ_η	écart type de la hauteur de la surface de la mer	[m]
τ	température	[°C]

4.2 Termes abrégés

COD co-directional (codirectionnel)

CPT	cone penetration test (essai de pénétration au cône)
DLC	design load case (cas de charge de calcul)
ECD	extreme coherent gust with direction change (rafale extrême cohérente avec changement de direction)
ECM	extreme current model (modèle de courant extrême)
EDC	extreme direction change (changement de direction extrême)
EOG	extreme operating gust (rafale extrême de fonctionnement)
ESS	extreme sea state (état de mer extrême)
EWLR	extreme water level range (amplitude du niveau d'eau extrême)
EWM	extreme wind speed model (modèle de vitesse de vent extrême)
EWS	extreme wind shear (cisaillement du vent extrême)
AMDE	analyse des modes de défaillances et de leurs effets
HAT	highest astronomical tide (marée astronomique la plus haute)
LAT	lowest astronomical tide (marée astronomique la plus basse)
MIC	microbiologically influenced corrosion (corrosion microbiologique)
MIS	misaligned (désaligné)
MSL	mean sea level (niveau moyen de la mer)
MUL	multidirectionnel
NCM	normal current model (modèle de courant normal)
NSS	normal sea state (état de mer normale)
NTM	normal turbulence model (modèle de turbulence normale)
NWLR	normal water level range (amplitude du niveau d'eau normal)
NWP	normal wind profile model (modèle de profil normal du vent)
SSS	severe sea state (état de mer forte)
SWL	still water level (niveau de l'eau au repos)
UNI	unidirectionnel

5 Éléments principaux

5.1 Généralités

Les exigences techniques et mécaniques permettant de garantir la sécurité des systèmes structurels, mécaniques, électriques et de commande d'une éolienne en mer sont indiquées dans le présent document. Cette spécification relative aux exigences s'applique à la conception, la fabrication, l'installation et aux manuels de fonctionnement et de maintenance d'une éolienne en mer et au processus de management de la qualité associé. En outre, les procédures de sécurité établies pour les différentes pratiques utilisées dans l'installation, le fonctionnement et la maintenance d'une éolienne en mer sont prises en considération.

5.2 Méthodes de conception

Le présent document exige l'utilisation d'un modèle de dynamique structurelle afin de prévoir les effets de charge de calcul. Un tel modèle doit être utilisé afin de déterminer les effets des charges relatives à toutes les combinaisons appropriées de conditions externes et de situations de conception définies respectivement aux Articles 6 et 7. Le présent document a défini comme cas de charge un ensemble minimal de telles combinaisons.

La conception de la structure de support d'une éolienne en mer doit être fondée sur les conditions externes spécifiques au site. Celles-ci doivent donc être déterminées

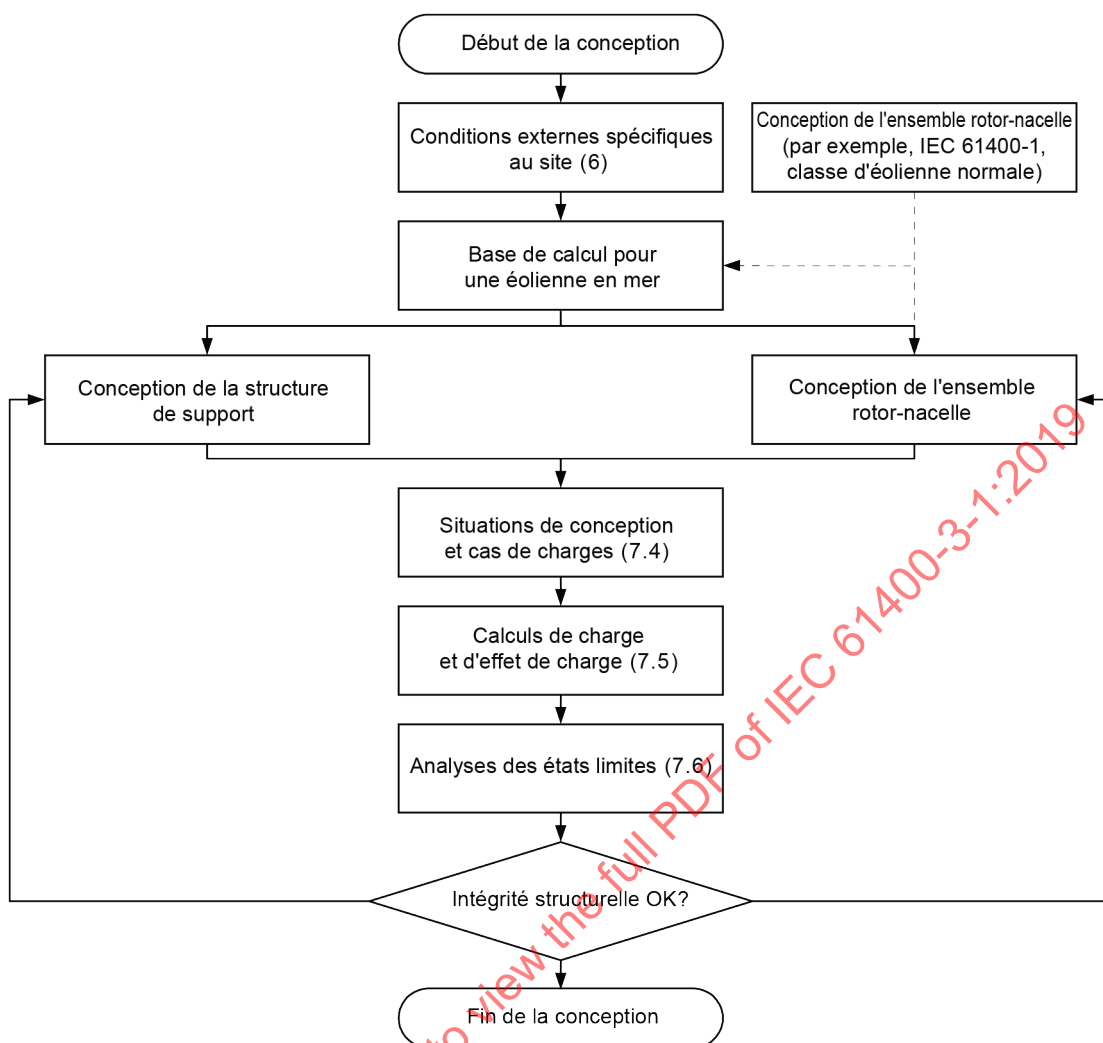
conformément aux exigences stipulées à l'Article 6. Les conditions doivent être récapitulées dans la base de calcul.

Dans le cas de l'ensemble rotor–nacelle, qui peut avoir été conçu initialement en se fondant sur une classe normale d'éolienne, telle que définie au 6.2 de l'IEC 61400-1:2018, il doit être démontré que les conditions externes spécifiques au site en mer ne compromettent pas l'intégrité structurelle. La démonstration doit comprendre une comparaison des charges et des déviations calculées pour les conditions spécifiques du site de l'éolienne en mer, avec celles calculées au cours de la conception initiale, en prenant en compte les marges et l'influence de l'environnement sur la résistance structurelle, et la sélection des matériaux appropriés. Le calcul des charges et déviations doit également tenir compte de l'influence des propriétés du sol, spécifiques au site, sur les propriétés dynamiques d'une éolienne en mer, ainsi que de la variation potentielle temporelle à long terme de ces propriétés dynamiques due au mouvement du plancher océanique et à l'affouillement.

Le processus de conception d'une éolienne en mer est illustré à la Figure 2. La Figure indique les éléments principaux du processus de conception et identifie les articles correspondants appropriés de la présente norme. Le processus est itératif et doit inclure des calculs de charges et d'effets de charges relatifs à l'ensemble de l'éolienne, comprenant la structure de support et l'ensemble rotor–nacelle intégrés. La conception structurelle d'une éolienne en mer peut être considérée comme achevée lorsque son intégrité structurelle a été vérifiée en se fondant sur les analyses d'état limite définies en 7.6.

Les données obtenues à partir des essais en vraie grandeur de l'ensemble rotor–nacelle doivent être utilisées afin de renforcer la confiance vis-à-vis des valeurs de calcul prévues et de vérifier les modèles de dynamique structurelle, ainsi que les situations de conception. Les données obtenues à partir des essais en vraie grandeur de la structure de support peuvent être utilisées de la même façon. Des recommandations concernant le mesurage des charges mécaniques relatives aux essais en vraie grandeur sont fournies dans l'IEC 61400-13.

La vérification de l'adéquation de la conception doit être réalisée par des calculs et/ou par des essais. Si les résultats d'essai sont utilisés dans le cadre de cette vérification, les conditions externes existantes au cours de l'essai doivent être indiquées afin de refléter les valeurs caractéristiques et les situations de conception définies dans le présent document. Le choix des conditions d'essai, y compris les charges d'essai, doit tenir compte des facteurs de sécurité correspondants.



IEC

Figure 2 – Processus de conception d'une éolienne en mer

5.3 Classes de sécurité

Une éolienne en mer doit être conçue selon l'une des deux classes de sécurité suivantes:

- une classe de sécurité standard s'appliquant lorsqu'une défaillance entraîne un risque de dommage corporel ou d'autres conséquences sociales ou économiques;
- une classe de sécurité spécifique s'appliquant lorsque les exigences de sécurité sont déterminées par les réglementations locales et/ou lorsqu'elles font l'objet d'un accord entre le fabricant et le client.

Les facteurs de sécurité partielle, relatifs aux éoliennes de classe de sécurité standard, sont spécifiés dans l'IEC 61400-1.

Les facteurs de sécurité partielle, relatifs aux éoliennes de classe de sécurité spécifique, doivent faire l'objet d'un accord entre le fabricant et le client. Une éolienne en mer conçue selon la classe de sécurité spécifique est une éolienne de classe S, telle que définie dans l'IEC 61400-1.

5.4 Assurance qualité

L'assurance qualité doit faire partie intégrante de la conception, l'approvisionnement, la fabrication, l'installation, le fonctionnement et la maintenance des éoliennes en mer et de l'ensemble de leurs composants.

5.5 Marquages de l'ensemble rotor–nacelle

Les informations suivantes, au minimum, doivent apparaître de manière visible, lisible et indélébile sur la plaque signalétique de l'ensemble rotor–nacelle:

- fabricant de l'éolienne et pays de fabrication;
- modèle et numéro de série;
- année de fabrication;
- puissance assignée;
- vitesse de référence du vent, V_{ref} ;
- plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu, $V_{int} - V_{ext}$;
- plage des températures ambiantes de fonctionnement;
- classe d'éolienne IEC (voir l'IEC 61400-1);
- tension assignée aux bornes de l'éolienne;
- fréquence aux bornes de l'éolienne ou plage de fréquences dans le cas où l'amplitude de variation nominale est supérieure à 2 %.

6 Conditions externes – Définition et évaluation

6.1 Généralités

Les conditions externes décrites dans le présent article doivent être prises en compte dans la conception d'une éolienne en mer.

Les éoliennes en mer sont soumises à des conditions d'environnement et électriques, y compris l'influence d'éoliennes à proximité, qui peuvent affecter leur charge, leur durabilité et leur fonctionnement. Afin de garantir un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité, les paramètres liés à l'environnement, à l'électricité et au sol doivent être pris en compte lors de la conception et doivent figurer de manière explicite dans les documents de conception.

Les conditions d'environnement se subdivisent en conditions de vent, conditions maritimes (vagues, courants marins, niveau d'eau, glace de mer/lac, concrétions marines, mouvement du plancher océanique et affouillement) et autres conditions d'environnement. Les conditions électriques se rapportent aux conditions du réseau d'alimentation électrique. Les propriétés du sol sont importantes pour la conception des fondations d'éoliennes en mer, y compris leur variation dans le temps due au mouvement du plancher océanique, à l'affouillement et à d'autres éléments d'instabilité du plancher océanique.

Les conditions de vent constituent la principale contrainte externe relative à l'intégrité structurelle de l'ensemble rotor–nacelle, bien que les conditions maritimes puissent également avoir une influence, dans certains cas, en fonction des propriétés dynamiques de la structure de support. Dans tous les cas, y compris dans le cas où l'influence des conditions maritimes se révèle être d'une importance négligeable lors de la conception de l'ensemble rotor–nacelle, l'intégrité structurelle doit être démontrée en tenant dûment compte des conditions maritimes de chaque site spécifique au niveau duquel l'éolienne en mer sera installée ultérieurement.

Le processus de conception d'une éolienne en mer est représenté à la Figure 2. L'évaluation des conditions externes spécifiques au site constitue la première étape du processus de conception, ainsi que la base de calcul. Le présent article spécifie par conséquent à la fois la définition et l'évaluation des conditions externes.

D'autres conditions d'environnement affectent également les caractéristiques de conception, telles que la fonction du système de commande, la durabilité, la corrosion, etc.

Les conditions externes sont subdivisées en catégories normales et extrêmes. Les conditions externes normales concernent, en règle générale, les conditions de charges structurales récurrentes, tandis que les conditions externes extrêmes représentent les conditions externes de conception peu fréquentes. Les cas de charge de calcul doivent consister en des combinaisons potentiellement critiques de ces conditions externes et des modes de fonctionnement des éoliennes, ainsi que d'autres situations de conception.

La définition et l'évaluation des conditions externes normales et extrêmes à prendre en considération dans la conception sont spécifiées de 6.2 à 6.4.

Les abréviations ajoutées entre parenthèses dans les intitulés des paragraphes, et figurant dans la partie restante du présent article, sont utilisées pour décrire les conditions externes s'appliquant aux cas de charge calcul définis en 7.4.

6.2 Classes d'éoliennes

Les conditions externes à prendre en compte lors de la conception dépendent du site ou du type de site prévu pour l'installation d'une éolienne en mer. Les classes d'éoliennes spécifiées dans l'IEC 61400-1 sont définies en matière de paramètres de vitesse de vent et de turbulences. L'objectif de ces classes est de couvrir la plupart des applications terrestres. L'IEC 61400-1 comprend une classe spécifique pour les conditions cycloniques tropicales ("classe T"). Des recommandations supplémentaires concernant les conditions cycloniques tropicales sont fournies à l'Annexe H du présent document.

Il existe quelques différences principales entre les conditions de vent en mer et sur terre. Toutefois, dans le cas d'une éolienne en mer, la définition des classes en matière de paramètres de vitesse de vent et de turbulences reste une base de calcul appropriée pour l'ensemble rotor-nacelle. Comme indiqué en 5.2 il doit être démontré ensuite que les conditions externes spécifiques au site ne remettent pas en cause l'intégrité structurale de l'ensemble rotor-nacelle. Ainsi, il n'est pas exigé que les ensembles rotor-nacelle soient conçus selon les classes définies dans l'IEC 61400-1. Aucune classe de conditions externes n'est définie pour la conception de la structure de support.

Une classe supplémentaire d'éolienne, la classe S, est définie pour une utilisation lorsque des conditions de vent spécifiques, d'autres conditions externes, une durée de vie théorique de moins ou de plus de 20 ans, voire une classe de sécurité spécifique (voir 5.3), sont exigées par le concepteur et/ou le client.

Le fabricant doit décrire, dans les documents de conception, les modèles utilisés, ainsi que les valeurs des paramètres de conception importants. Lorsque les modèles décrits à l'Article 6 sont retenus, une déclaration des valeurs des paramètres est suffisante. Il convient que les documents de conception contiennent les informations de recommandations énumérées à l'Annexe A.

6.3 Définition des conditions externes sur un site d'éolienne en mer

6.3.1 Généralités

Une éolienne en mer doit être conçue afin de résister en toute sécurité aux conditions de vent et aux conditions maritimes retenues comme base de calcul.

Le régime des vents et les conditions maritimes, en matière de charges et de sécurité, se subdivisent en conditions normales, se présentant fréquemment en phase normale de

fonctionnement d'une éolienne en mer, et en conditions extrêmes dont la période de retour est de 1 an ou de 50 ans³.

Les conditions extrêmes sont destinées à produire des effets de charge avec une période de retour de N -années ($N = 1$ ou 50) (charges de sections, déformations, etc.). La combinaison directe d'événements N -années marginaux produit généralement des effets de charge d'une période de retour plus longue que N années. Plus les paramètres d'environnement font l'objet d'une combinaison de ce type, plus la conception devient potentiellement prudente. Pour l'évaluation des conditions de vent et de l'environnement maritime combinés, plusieurs paramètres sont adaptés aux effets de charge des éoliennes en mer. Ainsi, pour la conception des éoliennes en mer, l'évaluation des conditions d'environnement conjointes par spécification de conditions associées en lieu et place de combinaisons directes de conditions marginales de période de retour équivalente est appropriée. La réponse dynamique des éoliennes en mer peut être significative. L'établissement des conditions d'environnement conjointes doit tenir compte de cette réponse.

L'approche des contours d'environnement peut déterminer ces conditions pour la conception. Les conditions d'environnement conjointes à calculer sont alors définies comme les conditions existantes parmi toutes les conditions concernant le contour environnemental qui provoquent la réponse la plus extrême. La réponse dynamique possible doit être prise en considération dans l'évaluation. Cette méthode peut contribuer à établir les vitesses de vent, hauteurs et périodes des vagues, niveaux d'eau, relations directionnelles, etc. conjoints.

L'application de la méthode des contours d'environnement, ou d'autres méthodes probabilistes, exige généralement des informations qui définissent les distributions de probabilités conjointes à long terme des conditions de vent et maritimes. Dans la pratique, les conditions d'environnement ne sont pas toutes mesurées simultanément de façon générale. Les contours d'environnement sont en revanche développés pour les sous-ensembles de paramètres – par exemple, hauteurs des vagues et niveau d'eau, hauteur et période des vagues, etc.

Les articles suivants définissent les conditions extrêmes marginales prédominantes à considérer comme des conditions minimales, par exemple, conditions de vent et maritimes de période de retour de N -années. Les conditions à associer à ces conditions doivent être établies. En l'absence d'informations suffisantes permettant de développer des contours d'environnement spécifiques au site, d'autres méthodes prudentes sont prévues.

6.3.2 Conditions de vent

Les paramètres du vent définis dans l'IEC 61400-1 conviennent à l'environnement en mer. Les conditions spécifiques au site représentatives du site de l'éolienne en mer doivent être évaluées conformément aux exigences indiquées en 6.4.3.

6.3.3 Conditions maritimes

6.3.3.1 Généralités

Les conditions maritimes décrites dans le présent paragraphe comprennent les vagues, les courants marins, le niveau d'eau, les glaces de mer, les concrétions marines, l'affouillement et le mouvement du plancher océanique. D'autres conditions externes concernant l'environnement marin sont définies en 6.3.5.

³ Toutefois, l'amplitude normale des niveaux d'eau est définie dans le présent document comme étant la variation du niveau d'eau sur une période de retour de 1 an, se reporter au 6.3.3.4.2.

6.3.3.2 Vagues

6.3.3.2.1 Généralités

Les vagues sont irrégulières dans leur forme, varient en hauteur, longueur et vitesse de propagation, et peuvent aborder une éolienne en mer suivant une direction ou simultanément suivant plusieurs directions. Les caractéristiques d'une mer réelle sont bien représentées par la description d'un état de mer au moyen d'un modèle de vague stochastique.

Le modèle de vague stochastique représente l'état de mer comme étant la superposition de nombreuses petites composantes de fréquences différentes, dont chacune est une vague périodique avec sa propre amplitude, sa propre fréquence et sa propre direction de propagation; les composantes ont entre elles des relations de phases aléatoires. Un état de mer de conception doit être décrit par un spectre des vagues, S_{η} , ainsi que par la hauteur des vagues significatives, H_s , une période d'énergie maximale du spectre, T_p , et une direction moyenne des vagues, θ_{wm} . Le cas échéant, le spectre des vagues peut être complété par une fonction de propagation directionnelle. L'ISO 19901-1 spécifie des formulations standard de spectres des vagues.

Dans certaines applications, des vagues périodiques ou régulières peuvent être utilisées comme une abstraction d'une mer réelle à des fins de calcul. Une vague de calcul déterministe doit être spécifiée par sa hauteur, sa période et sa direction.

La corrélation des conditions de vent et des vagues doit être prise en considération pour la conception d'une éolienne en mer. Cette corrélation doit être considérée comme une distribution de probabilité conjointes à long terme des paramètres suivants, par exemple:

- vitesse moyenne du vent, V ;
- hauteur des vagues significatives, H_s ;
- période d'énergie maximale du spectre, T_p ; et
- profondeur d'eau, d .

La distribution de probabilités conjointes de ces paramètres est affectée par les conditions locales du site, telles que le fetch, la profondeur d'eau, la bathymétrie, etc. La distribution doit donc être déterminée à partir de mesurages de longue durée appropriés et/ou par l'utilisation de techniques numériques de rétrosimulation, selon la méthode appropriée (se reporter à 6.4.4).

La corrélation des conditions normales de vent et des vagues doit également tenir compte du désalignement du vent et des vagues, c'est-à-dire la prise en compte des directions moyennes du vent et des vagues (il peut également être tenu compte de la séparation de la mer de vent et de la houle). Les distributions multidirectionnelles des directions du vent et des vagues peuvent influencer de manière significative sur les charges agissant sur la structure de support. L'importance de cette influence dépend de la nature de la directionnalité du vent et des vagues et des propriétés de la structure de support, telles que les fréquences propres, l'amortissement modal, les profils de modes et la symétrie géométrique. Le concepteur peut, dans certains cas, démontrer par une analyse appropriée qu'il est prudent et donc acceptable de considérer par hypothèse que le vent et les vagues sont alignés (codirectionnels) et agissent dans une même direction (unidirectionnelle), représentant le cas le plus défavorable. Les hypothèses concernant les directions du vent et des vagues sont prises en compte pour chaque cas de charge de calcul en 7.4.

En tenant compte du désalignement du vent et des vagues, la vérification de la fiabilité des données de direction et des techniques de modélisation de l'éolienne doit faire l'objet d'une attention particulière (se reporter à 7.5).

L'événement combiné du vent, des vagues et du niveau d'eau extrêmes, et les autres paramètres appropriés doivent assurer que les actions environnementales extrêmes globales

avec des périodes de retour de 1 an et de 50 ans sont prises en considération. Les propriétés géométriques et dynamiques de la structure de support peuvent impliquer que plusieurs événements combinés doivent être spécifiés.

Les modèles de vagues sont définis de 6.3.3.2.2 à 6.3.3.2.5 en matière de représentations de l'état de mer, y compris les modèles de vagues linéaires stochastiques et les vagues de calcul non linéaires régulières. Les modèles de vagues stochastiques doivent être fondés sur un spectre des vagues approprié au site prévu de l'éolienne en mer.

Par définition H_s et T_p sont indépendantes de la période de référence. Afin de déterminer la distribution de probabilités conjointes de V_{moyeu} , H_s , et T_p , une période d'intégration d'une heure doit être utilisée pour définir la vitesse moyenne du vent par rapport à laquelle corrélérer la hauteur des vagues significatives et la période d'énergie maximale du spectre.

6.3.3.2.2 État de mer normale (NSS)

La hauteur des vagues significatives, la période d'énergie maximale du spectre et la direction, pour chaque état de mer normale doivent être choisies, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, fondées sur la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques appropriés au site prévu.

Pour des calculs de charge de fatigue, le concepteur doit vérifier que le nombre et la résolution des états de mer normale pris en considération sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques.

Pour les calculs de charges ultimes, les états de mer normale pris en considération doivent être les états caractérisés par la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives, H_s , et de la période d'énergie maximale du spectre, T_p , conditionnée par une valeur donnée de la vitesse moyenne du vent. Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes d'énergie maximale du spectre, T_p , appropriée à chaque hauteur des vagues significatives. Les calculs de conception doivent être fondés sur les valeurs de la période d'énergie maximale du spectre générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en mer est soumise.

6.3.3.2.3 État de mer forte (SSS)

Le modèle d'état de mer forte doit être considéré conjointement avec des conditions normales de vent pour calculer les charges ultimes d'une éolienne en mer, pendant la production d'électricité. Le modèle d'état de mer forte associe un état de mer forte à chaque vitesse moyenne du vent, dans la plage correspondant à la production d'électricité. La hauteur des vagues significatives $H_{s,SSS}(V)$, pour chaque état de mer forte doit être en général déterminée par l'extrapolation des données océano-météorologiques spécifiques au site appropriées, de sorte que la combinaison de la hauteur des vagues significatives et de la vitesse moyenne du vent ait une période de retour de 50 ans⁴. L'état de mer forte doit inclure la hauteur extrême de vague individuelle qui, combinée à la période des vagues et à la vitesse moyenne du vent associées, a une période de retour de 50 ans. Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes de vague, T , appropriée à chaque hauteur de vague extrême. En l'absence d'une évaluation probabiliste plus élaborée, les calculs de conception doivent faire l'hypothèse de valeurs de périodes de vague comprises dans cette plage générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en mer est soumise.

⁴ Il est recommandé d'effectuer l'extrapolation des données océano-météorologiques en utilisant la méthode dite méthode de la fiabilité du premier ordre inverse (IFORM - *Inverse First Order Reliability Method*). Cette méthode est décrite à l'Annexe F qui fournit également des recommandations concernant le mode de détermination de $H_{s,SSS}(V)$ à partir des conditions d'environnement spécifiques au site.

Pour toutes les vitesses moyennes du vent, la hauteur extrême inconditionnelle des vagues significatives, H_{s50} , avec une période de retour de 50 ans, peut être utilisée comme valeur prudente pour $H_{s,SSS}(V)$. De même, il est prudent d'adopter la hauteur extrême de vague individuelle H_{50} pour ladite hauteur de vague dans l'état de mer forte. Cette méthode peut être utilisée en l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme du vent et des vagues.

6.3.3.2.4 État de mer extrême (ESS)

Le modèle d'état de mer extrême doit être pris en considération pour les actions environnementales globales combinées avec des périodes de retour de 1 an et de 50 ans. Il peut être nécessaire que le concepteur analyse de nombreux états de mer extrêmes combinés à différents niveaux d'eau, par exemple, afin de déterminer l'état ou les états de mer extrêmes appropriés de calcul (se reporter à 6.3.3.4.3 et 6.3.3.3.5). La hauteur extrême des vagues significatives (H_{s50} ou H_{s1}) et la hauteur extrême de vague individuelle (H_{50} ou H_1) doivent toutes deux être incluses dans l'état de mer. Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes de vague, T , appropriée à chaque hauteur de vague extrême. Les calculs de conception doivent faire l'hypothèse de valeurs de périodes de vague comprises dans cette plage générant les plus fortes charges auxquelles une éolienne en mer est soumise.

L'état ou les états de mer extrêmes doivent être déterminés à partir d'une analyse des données océano-météorologiques spécifiques au site appropriées (c'est-à-dire des mesurages et/ou des données rétrosimulées) applicables au site de l'éolienne en mer (se reporter à 6.4.4)

En l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme du vent et des vagues extrêmes, il doit être défini par hypothèse que la vitesse moyenne du vent extrême, établie au cours d'une durée de 10 min, avec une période de retour de 50 ans, se produit lors de l'état de mer extrême établi au cours d'une durée de 3 h, avec une période de retour de 50 ans. La même hypothèse doit s'appliquer par rapport à la combinaison de la vitesse du vent extrême établie au cours d'une durée de 10 min et de l'état de mer extrême établi au cours d'une durée de 3 h, avec une période de retour de 1 an. Par hypothèse, la hauteur extrême de vague individuelle doit être définie comme se produisant aléatoirement lors de la simulation de l'état de mer extrême.

6.3.3.2.5 Vagues déferlantes

L'incidence des vagues déferlantes doit être évaluée lors de la conception d'une éolienne en mer. Les vagues déferlantes sont classées en "glissantes", "plongeantes" ou "frontales", les deux premiers types étant adaptés aux sites convenant aux éoliennes en mer. La profondeur d'eau, la déclivité du fond océanique et la période de vague déterminent s'il est prévu que la vague déferlante soit glissante ou plongeante.

L'Annexe B fournit des recommandations concernant l'hydrodynamique en eaux peu profondes et l'influence des caractéristiques du site sur la nature et l'ampleur des vagues déferlantes. Des recommandations fournies à l'Annexe C concernent le calcul des charges appliquées par une vague déferlante à une structure de support d'éolienne en mer.

6.3.3.3 Courants marins

6.3.3.3.1 Généralités

Bien que les courants marins puissent, en principe, varier dans l'espace et dans le temps, ils sont généralement considérés comme un champ d'écoulement uniforme horizontal de vitesse et de direction constantes, qui ne varie qu'en fonction de la profondeur. Les composantes suivantes de la vitesse des courants marins doivent être prises en considération:

- les courants sous-marins générés par les marées, une marée de tempête et des variations de pression atmosphérique, etc.;

- les courants proches de la surface et produits par le vent;

La vitesse totale des courants est la somme vectorielle de ces composantes. Les vitesses des molécules d'eau et les vitesses des courants induites par les vagues doivent de même être additionnées vectoriellement. L'influence des courants marins sur la relation entre la longueur de vague et la période de vague est généralement faible et peut être négligée (se reporter au A.8.4.3 de l'ISO 19901-1:2015 pour d'autres recommandations). D'autres composantes du courant spécifiques au site peuvent exister, telles que les courants de ressac, induits par des vagues proches du rivage s'écoulant parallèlement à la côte.

L'influence des courants marins sur les charges de fatigue d'une éolienne en mer peut être insignifiante dans les cas où la vitesse totale des courants est petite comparée à la vitesse des molécules d'eau induite par la vague à la crête de celle-ci et lorsqu'il est peu probable que des vibrations de la structure de support se produisent, du fait de la formation de tourbillons ou de floes en mouvement. Le concepteur doit déterminer si les courants marins peuvent être négligés ou non pour le calcul des charges de fatigue, au moyen d'une évaluation appropriée des données spécifiques au site.

6.3.3.3.2 Courants sous-marins

Le profil des courants sous-marins peut être caractérisé par une loi de puissance simple appliquée à la profondeur d'eau d , où la vitesse des courants $U_{ss}(z)$ est définie en fonction de la hauteur z au-dessus du SWL:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) \left[(z+d)/d \right]^{1/7} \quad (3)$$

Les valeurs de vitesse à la surface de la mer $U_{ss}(0)$, pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans, peuvent être déterminées à partir de l'analyse des mesurages appropriés sur le site de l'éolienne en mer (se reporter à 6.4.4.3).

Généralement, il est prudent de considérer par hypothèse que les courants sous-marins ont la même direction que celle des vagues.

6.3.3.3.3 Courants proches de la surface et produits par le vent

Le courant généré par le vent peut être caractérisé comme distribution linéaire de la vitesse $U_w(z)$, se réduisant de la vitesse à la surface $U_w(0)$, à zéro à une profondeur de 20 m au-dessous du SWL:

$$U_w(z) = U_w(0) (1 + z/20) \quad (4)$$

Sur les sites au niveau desquels la profondeur d'eau est inférieure à 20 m, la vitesse des courants produits par le vent, au niveau du fond océanique n'est pas nulle.

Par hypothèse, la vitesse des courants à la surface de la mer et produits par le vent peut être considérée comme ayant la même direction que le vent, et peut être estimée à partir de l'équation

$$U_w(0) = 0,01 V_{1\text{-heure}}(z = 10 \text{ m}) \quad (5)$$

où $V_{1\text{-heure}}(z = 10 \text{ m})$ est définie comme la valeur moyenne de la vitesse du vent pendant 1 h à une hauteur de 10 m au-dessus du SWL.

Les valeurs de $V_{1\text{-heure}}(z = 10 \text{ m})$, pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans, peuvent être déterminées à partir de l'analyse des mesurages appropriés sur le site de l'éolienne en mer. Ces vitesses de vent peuvent ensuite être utilisées dans l'équation (5) pour estimer les valeurs de la vitesse des courants à la surface de la mer et produits par le vent, pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans.

6.3.3.3.4 Modèle de courant normal (NCM)

Le modèle de courant normal est défini comme étant la combinaison appropriée et spécifique au site des courants produits par le vent et des courants de marée. Le modèle de courant normal exclut les courants sous-marins produits par les tempêtes. Les courants de marée normaux doivent être pris en compte comme la moyenne des vitesses des courants de marée.

Le modèle de courant normal doit être pris comme hypothèse pour les cas de charge ultime impliquant des conditions de vagues normales et fortes (NSS, SSS) et pour chaque cas de charge, la vitesse des courants produits par le vent peut être estimée à partir de la vitesse moyenne du vent correspondante (se reporter à 6.3.3.3.3).

6.3.3.3.5 Modèle de courant extrême (ECM)

Le modèle de courant extrême doit être pris en considération pour les cas de charge ultime associés à des conditions de vagues extrêmes (ESS). Les courants associés à l'ESS doivent entraîner des actions environnementales globales combinées à des périodes de retour de 1 an et de 50 ans et sont désignés par U_1 et U_{50} , respectivement. Les calculs de charge doivent être effectués en se fondant sur les courants qui génèrent les plus fortes charges auxquelles une éolienne en mer est soumise.

Ces valeurs extrêmes doivent être déterminées à partir d'une analyse des données océano-météorologiques spécifiques au site appropriées (c'est-à-dire des mesurages et/ou des données rétrosimulées) applicables au site de l'éolienne en mer (se reporter à 6.4.4).

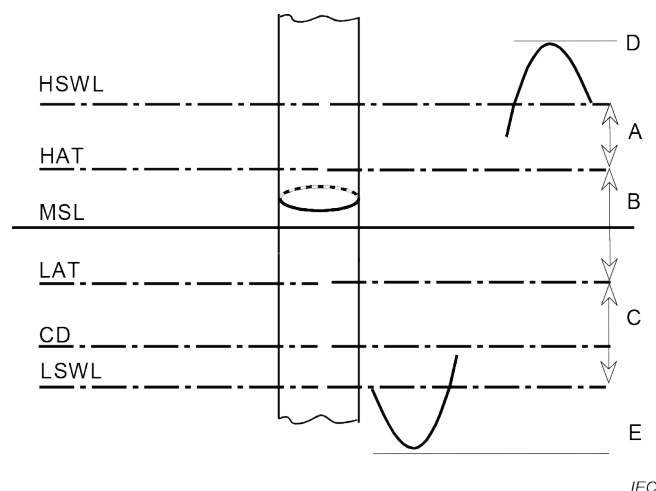
En l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme des valeurs de vent extrême et des vagues extrêmes, il est prudent d'appliquer des courants avec une période de retour de 1 an et de 50 ans, et de considérer par hypothèse que le courant est codirectionnel aux vagues.

6.3.3.4 Niveau d'eau

6.3.3.4.1 Généralités

Pour le calcul des charges hydrodynamiques d'une éolienne en mer, la variation du niveau d'eau (lorsqu'elle est significative) sur le site doit être prise en compte. Un niveau d'eau constant égal au niveau moyen de la mer (MSL) peut, toutefois, être défini par hypothèse pour les cas de charge ultime impliquant des conditions normales de vagues (NSS) avec l'exception indiquée en 6.3.3.4.2 ci-dessous.

Différents niveaux d'eau sont illustrés à la Figure 3.



Légende

HSWL	niveau de l'eau au repos le plus haut	A	marée de tempête positive
HAT	marée astronomique la plus haute	B	amplitude de marée
MSL	niveau moyen de la mer	C	marée de tempête négative
LAT	marée astronomique la plus basse	D	élévation de crête de vague maximale
CD	zéro d'une carte marine (souvent égal à LAT)	E	hauteur de creux minimale
LSWL	niveau de l'eau au repos le plus bas		

Figure 3 – Définition des niveaux d'eau

6.3.3.4.2 Amplitude du niveau d'eau normal (NWLR)

L'amplitude du niveau d'eau normal doit être considérée par hypothèse égale à la différence à long terme entre la marée astronomique la plus haute (HAT) et la marée astronomique la plus basse (LAT).

La NWLR doit être prise comme hypothèse pour les cas de charges de fatigue et de charges ultimes, impliquant le modèle d'état de mer normale (NSS) fondé sur la distribution de probabilités conjointes des conditions d'état de mer et de vitesse du vent ($H_s, T_p, V_{\text{moyeu}}$). La NWLR doit également être prise comme hypothèse pour les cas de charge ultimes associés

- à l'état de mer forte (SSS);
- aux conditions de vagues avec une période de retour de 1 an.

Les calculs de charge ultimes doivent être effectués en se fondant soit sur le niveau d'eau compris dans la NWLR et entraînant les charges les plus élevées, soit en considérant, de manière appropriée, la distribution de probabilités des niveaux d'eau compris dans la NWLR.

Pour les cas de charge ultimes associés au modèle stochastique d'état de mer forte (SSS), les niveaux d'eau correspondants à la NWLR peuvent entraîner la limitation des hauteurs de vagues due à la profondeur. Si tel est le cas, et afin d'éviter la limitation des hauteurs de vagues due à la profondeur, un niveau d'eau plus élevé compris dans l'amplitude du niveau d'eau extrême (EWLR) doit alors être pris comme hypothèse.

Pour le calcul des charges hydrodynamiques de fatigue, le concepteur peut, dans certains cas, démontrer au moyen d'une analyse appropriée, que l'influence de la variation du niveau d'eau sur les charges de fatigue est négligeable ou peut être prise en compte de façon prudente en considérant par hypothèse un niveau d'eau constant, supérieur ou égal au niveau moyen de la mer.

6.3.3.4.3 Amplitude du niveau d'eau extrême (EWLR)

L'amplitude du niveau d'eau extrême doit être prise comme hypothèse pour les cas de charge ultime associés aux conditions de vagues avec une période de retour de 50 ans (ESS). La combinaison avec l'ESS doit entraîner des actions environnementales globales combinées à une période de retour de 50 ans. Il peut être nécessaire que le concepteur analyse un grand nombre de représentations de l'ESS combiné à différents niveaux d'eau. Les calculs de charge doivent être effectués en se fondant sur les niveaux d'eau générant les charges les plus élevées auxquelles une éolienne en mer est soumise. Les niveaux d'eau adéquats sur lesquels la conception s'appuie doivent être déterminés pour le calcul des charges hydrodynamiques, des surcharges de glace et de la flottabilité de la structure de support.

En l'absence de distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques, comprenant le niveau d'eau, le concepteur doit, au moins, effectuer des calculs fondés sur les niveaux d'eau suivants:

- le niveau de l'eau au repos le plus haut avec une période de retour de 50 ans, fondé sur une combinaison appropriée de la marée astronomique la plus haute et de la marée de tempête positive;
- le niveau de l'eau au repos le plus bas avec une période de retour de 50 ans, fondé sur une combinaison appropriée de la marée astronomique la plus basse et de la marée de tempête négative;
- le niveau d'eau associé à la charge la plus élevée induite par une vague déferlante.

6.3.3.5 Glace de mer/lac

En certains emplacements, les charges de la structure de support d'une éolienne en mer dues à la glace de mer/lac peuvent être critiques. Les surcharges de glace peuvent être associées aux charges statiques d'un couvert de glace, ou aux charges dynamiques provoquées par le vent et par le mouvement des floes induit par le courant. Les floes mobiles qui ont un effet sur la structure de support pendant une longue durée peuvent entraîner d'importantes charges de fatigue. Une évaluation spécifique au site de l'occurrence et des propriétés de la glace de mer/lac doit être entreprise, comme indiqué en 6.4.4.5.

L'Annexe D fournit des recommandations concernant les calculs des surcharges de glace.

6.3.3.6 Concrétions marines

Les concrétions marines influent sur la masse, la géométrie et la rugosité superficielle de la structure de support d'une éolienne en mer. En conséquence, les concrétions marines peuvent influencer les charges hydrodynamiques, la réponse dynamique, l'accessibilité et la vitesse de corrosion de la structure.

Les concrétions marines peuvent être considérables en certains emplacements et doivent être prises en compte dans la conception de la structure de support.

Les concrétions marines sont grossièrement réparties en "organismes durs" (avec carapace: généralement des animaux comme des moules et des balanes) et en "organismes mous" (sans carapace: des algues et du varech). La croissance des organismes dits durs est généralement plus fine, mais conduit à une surface plus rugueuse qu'avec les organismes dits mous. Les organismes marins colonisent généralement une structure peu après l'installation, mais leur taux de croissance diminue après quelques années.

La nature et l'épaisseur des concrétions marines dépendent de la position de l'élément de structure par rapport au niveau de la mer, de l'orientation par rapport au courant dominant, de l'âge et de la stratégie de maintenance. Elles dépendent également d'autres conditions présentes sur le site, comme la salinité, la teneur en oxygène, la valeur du pH, le courant et la température.

L'environnement donnant lieu à la corrosion est habituellement modifié par les concrétions marines de la zone immergée supérieure de la structure de support et de sa partie inférieure de la zone d'éclaboussure. Selon le type de concrétions marines et des autres conditions locales, l'effet global résultant peut consister à activer ou à retarder l'attaque de la corrosion. L'activation des processus de corrosion par les concrétions marines (par exemple, par des métabolites corrosifs) est généralement connue sous le nom de corrosion microbiologique (MIC). Les concrétions marines peuvent, par la suite, perturber les dispositifs de lutte contre la corrosion, y compris les revêtements/gainages et la protection cathodique.

En raison des incertitudes impliquées par les hypothèses relatives aux concrétions marines, il convient de prévoir une stratégie d'inspection et d'élimination éventuelle de ces dernières, dans le cadre de la conception de la structure de support. La fréquence, la méthode d'inspection et les critères d'élimination des concrétions doivent être fondés sur l'effet de celles-ci sur la fiabilité structurelle d'une éolienne en mer, et sur l'étendue de l'expérience acquise en la matière, dans les conditions spécifiques qui prévalent sur le site.

6.3.3.7 Mouvement du plancher océanique et affouillement

La structure de support d'une éolienne en mer doit être conçue en tenant compte de l'influence du mouvement du plancher océanique et de l'affouillement. L'analyse du mouvement du plancher océanique et de l'affouillement, ainsi que la conception d'une protection appropriée doivent être conformes aux exigences de l'ISO 19901-4. Les exigences concernant l'évaluation des conditions du plancher océanique sont indiquées en 6.4.4.7.

6.3.4 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique

Les conditions aux bornes d'une éolienne en mer doivent être déterminées pour l'installation spécifique telle que décrite en 6.4.6.

6.3.5 Autres conditions d'environnement

Des conditions d'environnement (climatiques) autres que les conditions maritimes et de vent peuvent affecter l'intégrité et la sécurité d'une éolienne en mer, du fait de leur action thermique, photochimique, corrosive, mécanique ou électrique, ou d'une autre action physique. D'autre part, les combinaisons des paramètres climatiques peuvent accroître leurs effets.

Les autres conditions d'environnement suivantes doivent, au moins, être prises en compte et l'action résultante doit être stipulée dans les documents de conception:

- la température de l'air;
- l'humidité;
- la masse volumique de l'air;
- le rayonnement solaire;
- la pluie, la grêle, la neige et la glace;
- les substances chimiques actives;
- les particules mécaniquement actives;
- la salinité provoquant une corrosion;
- la foudre;
- l'activité sismique entraînant des séismes et/ou des tsunamis;
- la densité de l'eau;
- la température de l'eau.

Les conditions climatiques prises en compte doivent être définies en tant que valeurs représentatives ou limites des conditions variables. La probabilité d'occurrence simultanée des conditions climatiques doit être prise en compte lors du choix des valeurs de calcul.

Les variations des conditions climatiques dans les limites normales correspondant à une période de retour d'un an ou à une période plus courte ne doivent pas interférer avec le fonctionnement normal pour lequel une éolienne en mer est conçue.

À moins qu'une corrélation existe, d'autres conditions d'environnement extrêmes selon 6.4.5.3 doivent être combinées aux conditions normales de vent selon l'IEC 61400-1, et aux conditions maritimes normales, selon 6.3.3.

6.4 Évaluation des conditions externes sur un site d'éoliennes en mer

6.4.1 Généralités

Les conditions externes sur un site d'éoliennes en mer doivent être évaluées en tant qu'éléments servant de base pour le calcul et/ou la vérification de la conception, conformément aux exigences des paragraphes suivants.

Les facteurs de sécurité partielle pour les charges référencées en 7.6.2.2 considèrent par hypothèse que l'évaluation sur site des conditions océano-météorologiques normales et extrêmes a été effectuée selon les exigences minimales du présent paragraphe 6.4.

6.4.2 Base de données océano-météorologiques

Une base de données océano-météorologiques spécifique au site doit être établie et contenir les informations concernant

- les vitesses et directions des vents;
- les hauteurs de vagues significatives, les périodes et directions des vagues;
- les statistiques de corrélation entre les vents et les vagues;
- les vitesses et directions des courants;
- les niveaux d'eau;
- l'occurrence et les propriétés de la glace de mer/lac et l'occurrence de leurs directions et vitesses de dérive;
- l'occurrence du givrage de l'éolienne et de sa structure de support;
- d'autres paramètres océano-météorologiques pertinents, tels que les températures de l'air et de l'eau et leur masse volumique et densité respectives, la salinité de l'eau, la bathymétrie du site, les concrétions marines, etc.

La base de données peut être établie à partir de mesurages spécifiques au site appuyés, le cas échéant, par des simulations numériques (rétrosimulations). Si des mesurages spécifiques au site sont utilisés, les résultats doivent être généralement corrélés aux données d'un emplacement proche du site, pour lequel des mesurages de longue durée existent, sauf s'il peut être démontré qu'il s'agit de résultats prudents. La période de surveillance des mesurages spécifiques au site doit être suffisante pour assurer des statistiques fiables pour les différents paramètres, ainsi que pour la distribution de probabilités conjointes de ces paramètres⁵. Généralement, les mesurages de longue durée spécifiques au site ne doivent

⁵ Si seule une analyse de corrélation des données mesurées doit être effectuée, il convient que l'emplacement des mesurages de longue durée se situe à moins de 50 km du site prévu de l'éolienne en mer, de même qu'il convient que la profondeur d'eau, le fetch et la bathymétrie soient identiques aux deux emplacements. En corrélant les données à long terme avec les données à court terme spécifiques au site d'une éolienne, il convient de veiller à ce que la corrélation soit adéquate et que l'incertitude de l'analyse de corrélation puisse être estimée. Si le site des mesurages de longue durée devait se situer à plus de 50 km du site prévu de

pas être exigés lors de la corrélation avec des données à long terme appropriées d'un emplacement proche du site, ou lorsque des outils numériques peuvent être appliqués de manière fiable pour transposer les données à long terme au site de l'éolienne.

Les mesurages des séries temporelles peuvent être d'une importance particulière, afin de caractériser les hauteurs, périodes et spectres de vagues sur des sites en eaux peu profondes.

Lors de l'évaluation de la qualité et de la quantité des données, il convient d'accorder une attention particulière au caractère approprié de ces dernières par rapport à l'extrapolation des événements très peu fréquents.

6.4.3 Évaluation des conditions de vent

6.4.3.1 Généralités

Les paramètres du vent sur le site doivent être soit mesurés et extrapolés, soit calculés au moyen de méthodes appropriées (par exemple, mesurages de surveillance réalisés sur le site, enregistrements à long terme de stations météorologiques locales, modèles de simulation ou codes et normes au niveau local). Les méthodes décrites au 11.3 de l'IEC 61400-1 s'appliquent avec les écarts spécifiés ci-dessous.

Les valeurs des paramètres suivants doivent être estimées sur le site de l'éolienne outre les valeurs spécifiées dans l'IEC 61400-1:

- la vitesse moyenne du vent extrême à hauteur du moyeu, $V_{1,\text{moyeu}}$, établie au cours d'une durée de 10 min, avec une période de retour de 1 an;
- l'écart type de la vitesse du vent $\hat{\sigma}$ par rapport aux turbulences ambiantes (estimé comme la valeur moyenne de l'écart type de la composante longitudinale) et l'écart type $\hat{\sigma}_\sigma$ de $\hat{\sigma}$ à V_{moyeu} entre V_{in} et V_{ext} et V_{moyeu} égal à V_{ref} .

Des valeurs élevées de cisaillement du vent ont été consignées pendant des durées prolongées pour certaines zones liées à un écoulement ou des modifications de rugosité très importantes. Toutefois, pour les modèles de rafales qui utilisent le profil de vent moyen (c'est-à-dire EOG, ECD, EWS comme cela est défini dans l'IEC 61400-1), le cisaillement peut être considéré par hypothèse comme égal au cisaillement du vent moyen. Cette situation est justifiée parce que ces modèles sont concernés par des rafales produites par des turbulences, ce qui implique le caractère approprié des valeurs de cisaillement associées à des niveaux de turbulence élevés.

L'intervalle de tout échantillonnage de la vitesse du vent utilisé ci-dessus doit être de 2 m/s ou moins, et les secteurs de direction du vent doivent être de 30° ou moins. L'IEC 61400-1 exige que tous les paramètres, sauf la masse volumique de l'air, soient disponibles en tant que fonctions de la direction du vent, et donnés comme des valeurs moyennes établies au cours d'une durée de 10 min. Étant donné que l'environnement en mer présente généralement une variation moins directionnelle que l'environnement sur terre, la fourniture d'informations omnidirectionnelles concernant les paramètres tels que le cisaillement et les turbulences est acceptable sauf si les effets côtiers dans le cas de sites proches de la côte l'excluent.

Les paramètres de vent extrême sur le site doivent être soit:

- mesurés dans la plage comprise entre 0,2 V_{ref} et 0,4 V_{ref} et extrapolés, ou

- déduits d'une analyse de corrélation de mesurages de surveillance de courte durée réalisés sur le site, et d'enregistrements à long terme provenant de stations météorologiques locales ou à partir de codes ou de normes au niveau local, ou
- fondés sur l'expérience acquise avec les sites proches. Dans ce cas, l'hypothèse de similitude entre les sites doit être justifiée.

Lorsque les vitesses moyennes du vent extrême spécifiques au site ne sont disponibles que pour des périodes d'intégration supérieures à 10 min, les facteurs de conversion indiqués dans le Tableau 1 peuvent être utilisés pour estimer la vitesse moyenne du vent extrême établie au cours d'une durée de 10 min. Les facteurs indiqués dans ce tableau donnent le rapport entre la vitesse de vent extrême pour une période d'intégration donnée et la vitesse moyenne du vent extrême, établie au cours d'une durée de 10 min.

Tableau 1 – Conversion entre les vitesses de vent extrême de différentes périodes d'intégration

Période d'intégration	10 min	1 h	3 h
Facteur de correction relatif à la vitesse moyenne de vent, établie au cours d'une durée de 10 min	1,00	0,95	0,90

La distribution de probabilités à long terme de la vitesse moyenne du vent, V_{moyeu} , peut être considérée par hypothèse indépendante de la période d'intégration, pour des périodes comprises dans la plage de 10 min à 3 h⁶.

6.4.3.2 Conditions de vent définies dans l'IEC 61400-1 appliquées à la conception de l'ensemble rotor–nacelle

Dans le cas où les conditions de vent spécifiées dans l'IEC 61400-1 sont utilisées comme base de calcul de l'ensemble rotor–nacelle, les variations suivantes des valeurs des paramètres peuvent être définies par hypothèse:

- l'inclinaison du débit moyen par rapport à un plan horizontal est nulle;
- le profil du vent, $V(z)$, indique la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur z , au-dessus du niveau de l'eau au repos. Dans le cas des classes normales d'éoliennes, le profil normal de la vitesse du vent est donné par la loi de puissance:

$$V(z) = V_{\text{moyeu}} \left(z / z_{\text{moyeu}} \right)^{\alpha} \quad (6)$$

où, pour des conditions normales de vent, l'exposant de la loi de puissance, α , est de 0,14.

6.4.3.3 Évaluation des turbulences ambiantes d'écoulement libre

La valeur de l'écart type des turbulences ambiantes d'écoulement libre doit être déterminée à l'aide de techniques statistiques appropriées appliquées aux données mesurées et de préférence filtrées/redressées. Lorsque des effets topographiques (ligne de rivage) ou d'autres effets locaux peuvent influencer l'intensité de turbulence, ils doivent être représentés dans les données. Les caractéristiques de l'anémomètre, le taux d'échantillonnage et le temps d'intégration utilisé pour obtenir des données mesurées doivent être pris en compte lors de l'évaluation de l'intensité de turbulence.

⁶ Cette hypothèse peut ne pas être valide à la queue de la distribution de probabilités à long terme, pour des vitesses moyennes du vent qui dépassent V_{ext} .

Lorsqu'aucune donnée relative aux turbulences sur le site n'est disponible, l'écart type des turbulences, σ_1 , peut être estimé en utilisant le paramètre de rugosité de surface, z_0 , déduit de l'expression de Charnock pour les conditions atmosphériques quasi neutres:

$$z_0 = \frac{A_C}{g} \left[\frac{\kappa \cdot V_{\text{moyeu}}}{\ln(z_{\text{moyeu}}/z_0)} \right]^2 \quad (7)$$

où

g est l'accélération due à la pesanteur;

κ 0,4 est la constante de Von Karman, et

A_C est la constante de Charnock.

A_C 0,011 est recommandé pour la mer ouverte et $A_C = 0,034$ peut être utilisé pour les emplacements proches des côtes⁷

La rugosité de la surface de la mer augmente avec la vitesse du vent et l'intensité de turbulence augmente donc en fonction de la vitesse du vent dans des conditions quasi neutres. Il a été constaté sur de nombreux sites en mer que l'intensité de turbulence moyenne est élevée à des vitesses du vent faibles, diminue jusqu'à un niveau minimal à des vitesses du vent de 8 ms à 12 ms⁻¹ environ (à une hauteur de référence de 10 m), puis augmente lentement conjointement à la vitesse du vent.

Le paramètre de rugosité est obtenu en résolvant l'équation implicite ci-dessus et, à son tour, l'écart type de la composante longitudinale de la vitesse du vent peut être calculé à partir de

$$\sigma_1 = \frac{V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} + 1,28 \times d \times I_{15} \quad d = 4 \text{ m/s} \quad (8)$$

Anglais	Français
Hub	Moyeu

où I_{15} est la valeur moyenne de l'intensité de turbulence à hauteur du moyeu, déterminée à $V_{\text{moyeu}}=15$ m/s. L'application de l'hypothèse de conditions quasi neutres (en tant qu'équation (7)) produit généralement des valeurs moyennes faibles de l'écart type de la composante longitudinale de la vitesse du vent et n'est pas valable pour représenter les conditions cycloniques tropicales.⁸

Des modèles tenant compte de conditions atmosphériques non neutres en mer ont été proposés. Les modèles définis dans l'ouvrage "H. Wang, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor and H. G. Kim, *A new turbulence model for offshore wind turbine standards*, Wind Energy, Volume 17, Issue 10, pages 1587–1604, October 2014" peuvent être appliqués en l'absence d'autres

⁷ Le paramètre de rugosité de surface et l'écart type des turbulences en résultant, calculé en utilisant l'équation de Charnock, s'appliquent pour les conditions de mer ouverte. Il convient d'accorder une attention particulière aux cas pour lesquels l'influence de la topologie du rivage et de la rugosité à terre peut entraîner des valeurs supérieures d'écart type des turbulences. Il est recommandé d'utiliser la valeur supérieure du coefficient sauf si les données spécifiques au site confirment le contraire.

⁸ L'écart type 4 m/s $\times I_{15}$ dans l'équation (8) diffère de 1,44 m/s $\times I_{15}$, valeur spécifiée dans l'IEC 61400-1, étant donné que des écarts types significativement plus grands ont été enregistrés à certains emplacements en mer. Par conséquent, il convient d'évaluer soigneusement ce paramètre pour un site spécifique, en prenant en compte les informations disponibles provenant de sites similaires ou voisins. De plus, la spécification de l'intensité de turbulence à distribution de Weibull dans la définition de classe de l'IEC 61400-1 n'est généralement pas valable en mer, ce qui influence l'évaluation de ETM.

informations. Ils représentent trois niveaux différents de turbulences qui étendent la plage de turbulences en haute mer à des turbulences très proches du rivage avec un terrain complexe. La justification du niveau à adopter doit faire l'objet d'une attention particulière.

En l'absence de données convenables, spécifiques au site, pour estimer l'écart type des turbulences avec une période d'intégration de 1 h, cet écart type peut être considéré par hypothèse comme lié à l'écart type des turbulences moyennes au cours d'une durée de 10 min par

$$\sigma_{i,1\text{-heure}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (9)$$

Anglais	Français
Hour	Heure

6.4.3.4 Évaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes voisines

L'évaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes voisines doit être effectuée conformément aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1. L'Annexe E de l'IEC 61400-1:2018 spécifie des recommandations concernant les conditions spécifiques au site.

6.4.4 Évaluation des conditions maritimes

6.4.4.1 Évaluation des conditions de vagues extrêmes

Les paramètres suivants d'état de mer extrême doivent être estimés:

- la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 50 ans en prenant pour hypothèse une période de référence de 3 heures, $H_{s,50}$;
- la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 1 an en prenant pour hypothèse une période de référence de 3 heures, $H_{s,1}$;
- la hauteur extrême de vague individuelle avec une période de retour de 50 ans, H_{50} et la plage associée des périodes de vagues;
- la hauteur extrême de vague individuelle avec une période de retour de 1 an, H_1 et la plage associée des périodes de vagues;
- la hauteur de crête de vague extrême avec une période de retour de 50 ans.

La hauteur extrême des vagues significatives et la hauteur extrême de vague individuelle peuvent être déterminées de plusieurs manières. La méthode la plus appropriée est fondée sur une analyse statistique des hauteurs des vagues significatives de tempête enregistrées dans la base de données océano-météorologiques au-dessus d'un certain seuil. Les hauteurs extrêmes des vagues individuelles peuvent être établies par convolution de la distribution à long terme de la hauteur des vagues significatives, H_s , et de la période d'énergie maximale du spectre T_p , avec la distribution conditionnelle à court terme de la hauteur de vague individuelle, H , étant donné la hauteur des vagues significatives H_s . Il est fait référence à l'IEC 19901-1. Les hauteurs des vagues extrêmes peuvent toutefois être limitées par la profondeur d'eau.

Des vagues déferlantes peuvent se produire sur le site d'une éolienne en mer selon la profondeur d'eau, la déclivité du fond océanique, la hauteur de vague, la période et la cambrure de vague. S'appuyant sur une évaluation de ces paramètres, les recommandations fournies à l'Annexe B peuvent être suivies pour déterminer la nature et l'ampleur des vagues déferlantes, en fonction des conditions du site. Cette annexe informative présente également

un modèle empirique de la distribution des hauteurs de vagues dans des zones d'eaux peu profondes.

L'Annexe H fournit des recommandations concernant l'évaluation des conditions de vagues extrêmes dans des conditions cycloniques tropicales.

Dans le cas où les données océano-météorologiques ne permettent pas d'évaluer la hauteur de vague extrême et la plage des périodes de vagues associées en eaux profondes, il peut être considéré par hypothèse que:

$$H = 1,86 H_s \quad (10)$$

obtenue comme la valeur maximale la plus probable dans un état de mer avec période de référence de 3 heures et une hauteur des vagues significatives H_s , en considérant par hypothèse une distribution de Rayleigh des hauteurs de vagues et 1 000 vagues, c'est-à-dire le quantile de dépassement de 0,1 % de ladite distribution. Associée à cette hauteur de vague, la plage suivante de périodes de vagues peut être appliquée

$$11,1 \sqrt{H_s/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_s/g} \quad (11)$$

Pour une hauteur de vague donnée, la période de vague a une limite inférieure dépendant de la profondeur, déterminée à partir de la limite de hauteur des vagues déferlantes (se reporter à l'Annexe B). Noter qu'en eaux profondes, les rapports H_{50}/H_{s50} et H_1/H_{s1} se situent généralement dans la plage de 1,9 à 2,0. Pour les sites en eaux peu profondes pour lesquels il n'existe pas de mesurages, H_{50} et H_1 doivent être considérées par hypothèse comme égales à la hauteur des vagues déferlantes dans les cas où cette dernière est inférieure à 2,0 fois la valeur de la hauteur H_s appropriée.

6.4.4.2 Évaluation des conditions normales de vagues

Pour les états de mer normale, la base de données océano-météorologiques spécifique au site doit être analysée afin d'établir la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres suivants:

- la vitesse moyenne de vent à hauteur du moyeu, V_{hub} ;
- la hauteur des vagues significatives, H_s ;
- la période d'énergie maximale du spectre, T_p .

En 6.3.3.2.2, la définition de NSS exige une période d'intégration de 1 heure pour établir la distribution de probabilités conjointes à long terme de V_{hub} , H_s , et T_p . Si les données statistiques conjointes disponibles pour V_{moyeu} , H_s , et T_p sont fondées sur une période d'intégration différente, elles doivent être converties pour correspondre à une période d'intégration d'une heure, pour ce qui concerne la vitesse du vent. La corrélation entre V_{moyeu} , H_s , et T_p peut augmenter avec une plus longue période d'intégration, du fait que l'accumulation des vagues sous l'influence du vent se produit pendant plusieurs heures. Cependant, en fonction des caractéristiques spécifiques du site, la corrélation peut ne pas varier de manière significative avec la période d'intégration et donc il peut être raisonnable de considérer par hypothèse que la distribution de probabilités conjointes à long terme de V_{moyeu} , H_s et T_p est indépendante de la période d'intégration.

Si nécessaire, la distribution de probabilités conjointes doit être étendue pour inclure les directions du vent et des vagues, bien qu'il n'existe pas souvent de mesurages spécifiques au site, permettant de dériver l'occurrence conjointe de ces cinq paramètres⁹. La résolution de la distribution de probabilités conjointes doit être telle que l'intervalle de tout échantillonnage de vitesse du vent soit de 2 m/s ou moins, que l'intervalle de tout échantillonnage de hauteur des vagues significatives soit de 0,5 m ou moins, et que l'intervalle de tout échantillonnage de période de vague soit de 0,5 s ou moins. Si des données directionnelles sont disponibles, les largeurs des secteurs de direction du vent et des vagues doivent être de 30° ou moins.

Il n'existe aucune exigence concernant l'évaluation des spectres des vagues et de la propagation directionnelle spécifiques au site, et les formules normales définies dans l'ISO 19901-1 peuvent être prises comme hypothèse. Lorsque des mesurages fiables appropriés existent, les spectres des vagues et la fonction de propagation directionnelle spécifiques au site peuvent, toutefois, être évalués en tant que base de calcul et/ou vérification de la conception d'une éolienne en mer.

6.4.4.3 Évaluation des courants

Outre leur effet sur les charges de la structure de support d'une éolienne en mer, les courants affectent l'emplacement et l'orientation des aires d'accostage de navires et des dispositifs de protection, et peuvent engendrer un affouillement du plancher océanique.

Les courants marins doivent être évalués en tenant compte des composantes associées aux marées, à la marée de tempête et aux courants produits par le vent, lorsque ceux-ci sont en rapport avec le site de l'éolienne. La vitesse et les caractéristiques directionnelles de chaque composante significative du courant marin sur le site doivent être évaluées séparément.

Les vitesses des courants marins de surface extrêmes ayant des périodes de retour de 1 an et de 50 ans doivent être déterminées à partir de l'analyse de la base de données océano-météorologiques spécifique au site.

Il n'existe aucune exigence concernant l'évaluation de la variation de la vitesse de courant spécifique au site avec la profondeur, et les profils normaux fournis en 6.3.3.3 peuvent être pris comme hypothèse. Lorsque des mesurages fiables appropriés existent, les profils de courant spécifiques au site peuvent toutefois être évalués en tant que base de calcul et/ou vérification de la conception d'une éolienne en mer.

6.4.4.4 Évaluation du niveau de la mer, des marées et des marées de tempête

Le niveau d'eau moyen et la fluctuation de ce niveau sur le site de l'éolienne doivent être évalués afin de déterminer les paramètres suivants:

- le niveau moyen de la mer (MSL);
- la marée astronomique la plus haute (HAT) et la marée astronomique la plus basse (LAT);
- le niveau de l'eau au repos le plus haut (HSWL) incluant la marée de tempête de tempête positive;
- le niveau de l'eau au repos le plus bas (LSWL) incluant la marée de tempête négative.

Ces paramètres doivent être déterminés à partir de la base de données océano-météorologiques spécifique au site. Les évaluations précises de la marée de tempête exigent un ensemble de données enregistrées sur le long terme. Les mesurages de longue durée ou les rétrosimulations provenant d'un emplacement proche peuvent être utilisés conjointement

⁹ Il convient de noter qu'une hypothèse de co-directionnalité du vent et des vagues peut ne pas être prudente pour les sites qui présentent couramment un désalignement important entre les directions du vent et des vagues.

avec des techniques de corrélation pour en déduire les caractéristiques de marée de tempête spécifiques au site.

6.4.4.5 Évaluation de la glace de mer/lac

Sur les sites auxquels la formation de glace est prévue, la conception des structures de support des éoliennes en mer doit tenir compte des propriétés physiques de la glace.

Il convient que les documents de conception décrivent les propriétés de la glace spécifiques au site.

Il y a plusieurs paramètres à évaluer, dont certains peuvent être mesurés, d'autres calculés à partir de formules empiriques et d'autres déterminés à partir des sources de données historiques telles que les atlas des glaces.

Les paramètres les plus adaptés sont énumérés ci-dessous:

- l'épaisseur de couche de glace avec une période de retour de 50 ans, h_{50} ;
- les dimensions des blocs de glace épais d'étendue finie (telles que les ondins) contenus dans la glace qui peuvent interagir avec la structure, y compris l'épaisseur de couche consolidée h_c , avec une période de retour de 50 ans;
- le coefficient de résistance de la glace C_R ;
- la densité de la glace;
- la vitesse du courant à une profondeur de 1 m sous la surface inférieure de la glace;
- la vitesse du vent à une hauteur de 10 m de la surface, agissant sur les plaques et les ondins de glace;
- la fluctuation du niveau d'eau;
- la salinité de l'eau;
- la densité de l'eau;
- la masse volumique de l'air;
- les degrés-jour de gel;
- le coefficient de traînée du vent C_W ;
- le coefficient de traînée des courants C_C ;
- la fréquence des concentrations en glace.

L'Annexe D donne les définitions des paramètres qu'il est nécessaire d'évaluer pour calculer les surcharges de glace.

6.4.4.6 Évaluation des concrétions marines

L'épaisseur des concrétions marines et sa dépendance à l'égard de la profondeur au-dessous du niveau de la mer doivent être évaluées sur la base des recommandations applicables, de l'expérience locale et des mesurages existants. Des études spécifiques au site peuvent être nécessaires pour établir la nature, l'épaisseur probable et la dépendance à l'égard de la profondeur des concrétions marines¹⁰.

¹⁰ Des informations concernant les concrétions marines sont disponibles pour certaines zones (Mer du nord, golfe Persique, Côtes de l'Afrique de l'Ouest, golfe du Mexique, côtes de Californie, Côtes est du Canada (se reporter à l'ISO 19901-1)).

6.4.4.7 Évaluation du mouvement du plancher océanique et de l'affouillement

La stabilité du plancher océanique doit être évaluée. Il doit être déterminé si la bathymétrie et la configuration du sol du site exigent de prendre en considération la possibilité d'une anomalie de déclivité, de glissements, d'éboulement de cavité ou de phénomènes d'érosion. En général, le tassement et la liquéfaction du sol doivent être pris en considération pour la conception des fondations gravitaires.

Sur la base d'observations, les variations du fond océanique peuvent généralement être caractérisées par la combinaison des éléments suivants:

- un affouillement local caractérisé par un affouillement en cuvette à bords raides autour des éléments de structure tels que des pieux et des groupes de pieux;
- un affouillement global caractérisé par des bassins d'érosion peu profonds de grande étendue autour d'une structure, probablement provoqués par des effets de l'ensemble de la structure, par de multiples interactions de structure, ou par une interaction entre les vagues, le sol et la structure;
- un mouvement sur l'ensemble du plancher océanique de bancs de sable, de crêtes et de hauts fonds qui se produiraient même en l'absence de structure. Ces mouvements peuvent provoquer l'abaissement ou la remontée du fond océanique, ou des cycles répétés de ces phénomènes. L'adjonction de structures bâties peut modifier le régime local de transport de sédiments, ce qui peut aggraver l'érosion, entraîner une accumulation, ou n'avoir aucun effet.

Le mouvement du plancher océanique et l'affouillement peuvent entraîner l'élimination du support vertical et latéral des fondations, entraînant des tassements et des déplacements des fondations peu profondes, une surcharge des éléments de fondation et une modification non souhaitables des propriétés dynamiques de la structure de l'éolienne. Lorsque l'affouillement est une possibilité à envisager, il doit être pris en compte dans la conception et/ou son atténuation doit être examinée.

L'ampleur de l'affouillement et la protection exigée contre cet affouillement sur le site de l'éolienne doivent être déterminées:

- sur la base des enregistrements précédents provenant de sites voisins ou de sites présentant des caractéristiques similaires du fond océanique;
- à partir d'essais sur modèles; ou
- à partir de calculs étalonnés par des essais sur prototypes ou sur modèles.

6.4.5 Évaluation d'autres conditions d'environnement

6.4.5.1 Généralités

Les paramètres spécifiés en 6.3.5 doivent être évalués.

6.4.5.2 Autres conditions d'environnement normales

Les valeurs normales pour les paramètres d'environnement donnés ci-dessous peuvent être définies par hypothèse comme suit:

- une plage de températures de l'air ambiant comprise entre -10 °C et $+30\text{ °C}$;
- une humidité relative jusqu'à 100 %;
- une intensité du rayonnement solaire de $1\,000\text{ W/m}^2$;
- une masse volumique de l'air de $1,225\text{ kg/m}^3$;
- une densité de l'eau de $1\,025\text{ kg/m}^3$;
- une plage de températures de l'eau comprise entre 0 °C et $+30\text{ °C}$.

Lorsqu'il n'existe pas de données relatives au site pour la masse volumique de l'air, il doit être considéré par hypothèse que celle-ci est cohérente avec l'ISO 2533:1975, corrigée de manière appropriée pour tenir compte de la température moyenne annuelle.

Lorsque des conditions externes complémentaires sont spécifiées par le concepteur, les paramètres et leurs valeurs doivent également être indiqués dans les documents de conception et être conformes aux exigences de l'IEC 60721-2-1.

6.4.5.3 Autres conditions d'environnement extrêmes

6.4.5.3.1 Généralités

Les autres conditions d'environnement extrêmes qui doivent être prises en compte dans la conception d'une éolienne en mer comprennent la température, la foudre, la glace et les séismes.

6.4.5.3.2 Température

En l'absence de données spécifiques au site, la plage de températures extrêmes de l'air ambiant pour les éoliennes en mer peut être définie par hypothèse comme comprise entre -15 °C et $+40\text{ °C}$.

En l'absence de données spécifiques au site, la plage de températures extrêmes de l'eau pour les éoliennes en mer peut être définie par hypothèse comme comprise entre -2 °C et $+35\text{ °C}$.

6.4.5.3.3 Foudre

Les éclairs frappant les éoliennes en mer peuvent être plus fréquents et plus importants que les éclairs frappant les éoliennes sur terre. Les dispositions relatives à la protection contre la foudre exigées dans l'IEC 61400-24 peuvent être considérées comme adéquates pour les éoliennes en mer.

6.4.5.3.4 Givrage

Aucune exigence minimale de protection contre la glace n'est indiquée concernant les éoliennes en mer relevant des classes normales d'éoliennes. L'accumulation de glace sur les pièces de l'éolienne doit être prise en considération du fait

- de l'humidité et des débris aux températures autour et au-dessous de 0 °C ;
- des embruns des crêtes de vagues aux températures inférieures à 0 °C .

6.4.5.3.5 Séismes

Le cas échéant, l'évaluation des conditions sismiques doit être effectuée selon 11.6 de l'IEC 61400-1:2018.

6.4.6 Évaluation des conditions du réseau électrique

Pour l'évaluation des conditions du réseau électrique, il est fait référence au 11.7 de l'IEC 61400-1:2018. En l'absence de données relatives au site, une perte de connexion électrique au cours d'une durée continue de 3 mois doit être considérée comme la condition extrême.

6.4.7 Évaluation des conditions du sol

Des investigations du sol doivent être effectuées afin de fournir les informations adéquates permettant de caractériser les propriétés du sol, dans toute la profondeur et dans toute la zone qui affectent ou sont affectées par la structure de la fondation. Les investigations doivent généralement inclure les éléments suivants:

- un relevé géologique du site;
- un relevé bathymétrique de la surface du fond océanique comprenant le repérage des rochers, des bancs de sable ou des obstacles présents sur le fond océanique;
- une auscultation géophysique;
- des investigations géotechniques se composant d'essais sur site et d'essais en laboratoire.

Afin de développer les paramètres de conception exigés pour la fondation, les données obtenues pendant les investigations doivent être appréciées conjointement avec une évaluation de la géologie des eaux peu profondes de la région. Si la pratique le permet, il convient de définir le prélèvement de sol et le programme des essais après revue des résultats géophysiques.

Les investigations du sol doivent inclure un ou plusieurs sondages de sol afin de fournir les échantillons du sol destinés aux essais sur site et aux essais en laboratoire, pour déterminer des données appropriées à la définition des propriétés techniques. Le nombre et les profondeurs des sondages exigés doivent dépendre du nombre et de l'emplacement des fondations des éoliennes dans le parc d'éoliennes en mer, de la variabilité du sol à proximité du site, du type de fondation, et des résultats de toutes les investigations géophysiques préliminaires. Les essais de pénétration au cône (CPT - *Cone penetration tests*) et les sondages en vibrocarottage en eaux peu profondes peuvent être utilisés pour compléter des sondages de sol, lors de l'investigation du sol. Les données relatives au sol et spécifiques au site doivent être en principe établies pour chaque fondation du parc éolien. Les CPT peuvent être utilisés à cet effet aux emplacements de l'éolienne non soumis à un sondage du sol. Pour l'étalonnage des CPT, un CPT doit être réalisé à proximité immédiate de l'un des sondages du sol.

L'investigation du sol doit fournir les données suivantes qui servent de base à la conception de la fondation:

- les données destinées à la classification du sol et sa description;
- les paramètres de résistance au cisaillement, y compris les effets de dégradation du sol;
- les propriétés de déformation, y compris les paramètres de consolidation;
- la perméabilité;
- les paramètres de déformabilité et d'amortissement pour la prévision des propriétés dynamiques de la structure de l'éolienne.

Pour chaque couche du sol, ces propriétés techniques doivent être soigneusement évaluées au moyen d'essais sur site et en laboratoire appropriés.

L'évaluation des conditions du sol doit également prendre en compte le potentiel de liquéfaction du sol, le tassement à long terme et le déplacement de la structure de fondation, ainsi que le sol environnant, les caractéristiques de stabilité hydrauliques et de stabilité du sol.

7 Conception structurelle

7.1 Généralités

L'intégrité des composants porteurs de la structure d'une éolienne en mer doit être vérifiée et un niveau de sécurité acceptable doit être déterminé. La résistance ultime et la résistance à la fatigue des éléments de structure doivent être vérifiées par des calculs, des essais ou les deux à la fois afin de démontrer l'intégrité structurelle d'une éolienne en mer avec le niveau de sécurité approprié.

L'analyse structurelle doit être fondée sur l'ISO 2394.

Les calculs doivent être réalisés à l'aide des méthodes appropriées. Les descriptions des méthodes de calcul doivent être fournies dans les documents de conception. Les descriptions doivent comporter des preuves de la validité des méthodes de calcul ou des références aux études de vérification adaptées. Le niveau de charge dans tout essai de vérification de résistance doit correspondre aux facteurs de sécurité appropriés pour les charges caractéristiques selon 7.6.

Les résonances de la structure de support, du rotor et de la transmission doivent être identifiées pour la plage de fréquences jusqu'à et y compris 2 fois l'excitation de fréquence de passage des pales. Les résonances possibles doivent être étudiées à des niveaux de turbulence correspondant à 30 % des turbulences de calcul de classe C NTM pour le DLC 1.2. Lorsque des charges résonantes élevées sont constatées à des turbulences faibles, des mesures doivent être prises pour éviter les résonances ou doivent être incluses dans les charges de calcul.

7.2 Méthodologie conceptuelle

Il doit être vérifié que les états limites ne sont pas dépassés pour la conception de l'éolienne. Les essais sur modèles et sur prototypes peuvent également être utilisés comme méthode de substitution au calcul afin de vérifier la conception structurelle, comme cela est spécifié dans l'ISO 2394.

Les calculs de conception doivent être fondés sur des méthodes validées et des codes reconnus.

Conformément à l'IEC 61400-1, le modèle de calcul de conception doit être validé par des mesurages de charges. Ces mesurages doivent être réalisés sur une éolienne terrestre ou en mer analogue, d'un point de vue dynamique et structurel, à l'éolienne conçue. Cette éolienne terrestre ou en mer peut toutefois être différente en détail (comme une structure de support autre). Les exigences concernant les mesurages de charges peuvent être consultées dans l'IEC 61400-13.

7.3 Charges

7.3.1 Généralités

Les charges décrites de 7.3.2 à 7.3.7 doivent être prises en compte dans les calculs de conception.

7.3.2 Charges d'inertie et gravitationnelles

Les charges d'inertie et gravitationnelles sont des charges statiques et dynamiques résultant de la gravité, des vibrations, de la rotation et de l'activité sismique.

Les tolérances admissibles de verticalité du mât doivent être indiquées dans les documents de conception et doivent inclure les effets initiaux à long terme dus à la subsidence permanente du sol. L'effet de verticalité du mât sur les charges gravitationnelles doit être pris en compte séparément lors de l'analyse structurelle du mât et de la fondation.

7.3.3 Charges aérodynamiques

Les charges aérodynamiques sont des charges statiques et dynamiques provoquées par l'écoulement d'air et son interaction avec les pièces fixes et mobiles des éoliennes.

L'écoulement d'air dépend de la vitesse moyenne du vent et des turbulences auxquelles est soumis le plan du rotor, de la vitesse de rotation du rotor, de la densité de l'air et des formes aérodynamiques des composants de l'éolienne et de leurs effets interactifs, y compris les effets aéroélastiques.

Les calculs de charges aérodynamiques n'exigent pas de tenir compte des tolérances géométriques concernant la verticalité du mât inférieures ou égales à 3°.

7.3.4 Charges de manœuvre

Les charges de manœuvre résultent du fonctionnement et de la commande des éoliennes. Elles relèvent de plusieurs catégories, comprenant la commande du couple provenant d'un générateur/onduleur, les charges de manœuvre du dispositif d'orientation et de calage et les charges de freinage mécanique. Dans chaque cas, il est important que le calcul de la réponse et des charges prenne en compte la plage des forces de manœuvre disponibles, y compris le frottement. En particulier, pour les freins mécaniques, la plage de frottement, la force ou la pression de ressorts influencée par la température et le vieillissement, doivent être prises en compte dans la vérification de la réponse et des charges au cours de tout freinage.

7.3.5 Charges hydrodynamiques

Les charges hydrodynamiques sont des charges dynamiques provoquées par l'écoulement d'eau et son interaction avec la structure de support d'une éolienne en mer.

Les charges hydrodynamiques dépendent de la cinématique de l'écoulement d'eau, de la densité de l'eau, de la profondeur de l'eau, de la forme de la structure de support et de leurs effets interactifs, y compris les effets hydroélastiques.

Les parties d'une structure de support d'éolienne en mer, non conçues pour être exposées aux charges hydrodynamiques, doivent être surélevées, avec une marge de sécurité (espace libre dans l'air) par rapport à la valeur prévue d'élévation de crête de vague la plus importante, cette dernière ayant une période de retour de 50 ans. Il doit être tenu compte de la marée astronomique la plus haute, de la marée de tempête positive, de la hauteur de crête de vague extrême et du mouvement de la structure de support. Il convient que l'espace libre dans l'air soit supérieur ou égal à $0,2 \times H_{s50}$, avec une valeur minimale de 1 m. Toutefois, pour les sites avec lesquels les conditions extrêmes sont dues à des cyclones tropicaux, des lignes directrices régionales permettant de déterminer l'espace libre dans l'air doivent être prises en considération.

Il convient de considérer les charges hydrodynamiques résultant du "déferlement" des vagues, en particulier pour la conception des plateformes externes et des équipements accessoires.

7.3.6 Surcharges de glace de mer/lac

Les surcharges de glace de mer agissant sur une éolienne en mer sont par nature statiques et dynamiques. Les fluctuations de la température ou les variations du niveau d'eau induisant un couvert de glace constituent l'origine des charges statiques. Des charges dynamiques sont provoquées par le mouvement des floes, induit par le vent et par les courants, et leur rupture en contact avec la structure de support.

En mer ou dans les lacs, la pertinence de l'influence des surcharges de glace sur la conception de la structure de support dépend de l'emplacement spécifique et des caractéristiques du site de l'éolienne en mer. L'Annexe D spécifie des recommandations concernant les calculs des surcharges de glace.

7.3.7 Autres charges

D'autres charges, telles que les charges de sillage, les charges par suite d'un choc avec un navire, les vibrations induites par les tourbillons, etc. peuvent exister et doivent être prises en compte le cas échéant. Pour les autres charges associées à un climat froid, voir l'Article 14 et l'Annexe L de l'IEC 61400-1:2018.

Lorsque cela est approprié, les charges sismiques doivent être prises en considération conformément au 11.6 de l'IEC 61400-1:2018. Une simulation dans le domaine temporel est

exigée pour le calcul des charges dans le cas des structures de support des éoliennes en mer. Des méthodes de modélisation appropriées doivent être utilisées pour les types de structures de support spécifiques, par exemple, un modèle d'interaction est nécessaire pour une structure de support monopile, tandis qu'un modèle par basculement peut être utilisé pour une structure gravitaire. Voir l'Annexe H de l'ISO 3010:2017 pour de plus amples informations. De plus, il peut être nécessaire de prendre en considération les charges hydrodynamiques dues aux vagues résultant de séismes sous-marins (tsunamis).

Les charges hydrostatiques, agissant sur la structure de support en raison des pressions internes et externes, et de la flottabilité résultante, doivent être prises en compte le cas échéant.

7.4 Situations de conception et cas de charge associés

7.4.1 Généralités

Le présent paragraphe décrit les cas de charge de calcul d'une éolienne en mer et spécifie le nombre minimal de cas à prendre en compte.

Aux fins de conception, la durée de vie d'une éolienne en mer peut être représentée par un ensemble de situations de conception, couvrant les conditions les plus représentatives auxquelles une éolienne en mer peut être soumise.

Les cas de charge doivent être déterminés à partir de la combinaison de modes de fonctionnement ou d'autres situations de conception, telles que les conditions spécifiques d'assemblage, montage ou maintenance, avec les conditions externes. Tous les cas pertinents de charge avec une probabilité raisonnable d'occurrence doivent être pris en compte, avec le comportement du système de commande. Les cas de charge de calcul utilisés pour vérifier l'intégrité structurelle d'une éolienne en mer doivent être calculés en combinant:

- les situations de conception normales et les conditions externes normales ou extrêmes appropriées;
- les situations de conception défaillantes et les conditions externes appropriées;
- les situations de conception inhérentes au transport, à l'installation et à la maintenance et les conditions externes appropriées.

S'il existe une corrélation entre une condition externe extrême et une situation de panne, une combinaison réaliste des deux doit être considérée comme un cas de charge de calcul.

Dans le cadre de chaque situation de conception, plusieurs cas de charge de calcul doivent être pris en considération. Au minimum, les cas de charge de calcul du Tableau 2 doivent être pris en compte. Dans ce tableau, les cas de charge de calcul sont spécifiés pour chaque situation de conception par la description des conditions de vent, des conditions maritimes, des conditions électriques et d'autres conditions externes. De plus, si l'éolienne en mer doit être installée sur un site au niveau duquel la formation de glace de mer/lac est prévue, les cas de charge de calcul présentés dans le Tableau 3 doivent être pris en considération.

Si le régulateur de l'éolienne en mer peut, au cours des cas de charge de calcul avec un modèle de vent déterministe, entraîner l'arrêt de l'éolienne avant qu'elle n'ait atteint l'angle d'orientation maximal et/ou la vitesse du vent maximale, il doit alors être démontré que l'éolienne peut s'arrêter de manière fiable dans des conditions de turbulence avec la même variation de condition de vent déterministe.

D'autres cas de charge de calcul doivent être pris en compte, s'ils s'appliquent à l'intégrité structurelle de la conception spécifique d'une éolienne.

Le concepteur doit vérifier que l'enveloppe de charge comprend les effets de toutes les variations de paramètres qui peuvent entraîner des charges plus importantes. Cette

disposition inclut par exemple l'angle d'azimut, les hauteurs de vagues, les variations de la profondeur d'eau, etc.

Le concepteur doit prendre en considération l'effet, sur les charges, de la réduction des valeurs des paramètres d'environnement et d'état d'une éolienne en dessous des valeurs limites définies dans le présent document et dans l'IEC 61400-1.

Le concepteur a la possibilité d'indiquer que les variations de certaines valeurs de paramètres ne sont pas importantes et de ce fait de ne pas prendre en compte ces paramètres dans les simulations de cas de charge, ou du moins d'en tenir modérément compte. Cette situation exige généralement d'utiliser un nombre limité de simulations afin de démontrer que les variations des paramètres ne sont pas importantes. Cette configuration peut être étendue à l'élimination de certaines actions externes s'il peut être démontré de façon similaire qu'elles ne sont pas importantes. Ces mécanismes de charge peuvent inclure les courants, vagues ou éléments de ce processus comme la cinématique des vagues.

Pour les structures de support à fixation par le fond et dont la fréquence propre du premier mode propre est supérieure à 0,2 Hz, les vagues et courants peuvent être ignorés pour les DLC 1.3, 1.4, 1.5, 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, 3.2, 3.3, 4.2 et 5.1. Il convient de ne pas négliger la masse d'eau contenue dans les éléments de sous-structure.

Pour chaque cas de charge de calcul, le type d'analyse approprié est indiqué par "F" et "U" dans le Tableau 2. "F" se rapporte à l'analyse des charges de fatigue, à utiliser dans l'évaluation de la résistance à la fatigue. "U" se rapporte à l'analyse des charges ultimes par rapport à la résistance des matériaux, à la déviation de l'extrémité de pale et à la stabilité structurelle.

Les cas de charge de calcul indiqués par un "U" sont classés comme normal (N) ou anormal (A). Une occurrence fréquente des cas de charge de calcul normaux est prévue. L'éolienne est dans un état normal, ou peut avoir subi des pannes ou des anomalies mineures. Les situations de conception anormales sont moins susceptibles de se produire. Elles correspondent habituellement à des situations de conception avec des pannes graves qui entraînent l'activation des fonctions de protection du système. Le type de situation de conception, N ou A, détermine le facteur de sécurité partielle γ_f à appliquer aux charges ultimes. Ces facteurs sont donnés dans le Tableau 3 de l'IEC 61400-1:2018.

Se reporter à 7.5.6 pour les recommandations concernant le nombre et la durée exigés des simulations.

Tableau 2 – Cas de charge de calcul

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité du vent et des vagues	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
1) Production d'électricité	1.1	NTM $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$ ensemble rotor-nacelle	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Pour l'extrapolation des charges extrêmes sur l'ensemble rotor-nacelle	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS distribution de probabilités conjointes de H_s , T_p , V'_{moyeu}	MIS, MUL	Pas de courants	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	1.3	ETM $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V'_{moyeu} = V'_r - 2 \text{ m/s}$, V'_r , $V'_r + 2 \text{ m/s}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	MIS, changement de direction du vent	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6	NTM $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité du vent et des vagues	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
2) Production d'électricité plus survenance de panne	2.1	NTM $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Panne normale du système de commande, perte du réseau électrique ou panne de la fonction de commande principale (voir 7.4.3)	U	N
	2.2	NTM $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Panne anormale du système de commande ou panne liée à la fonction de protection secondaire (voir 7.4.3)	U	A
	2.3	EOG $V'_{moyeu} = V'_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V'_{ext}	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Panne électrique externe ou interne y compris la perte du réseau électrique	U	A
	2.4	NTM $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	Pas de courants	NWLR ou $\geq$ MSL	Panne du système de commande, panne électrique ou perte du réseau électrique	F	*
	2.5	NWP $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Raccordement au réseau basse tension	U	N
3) Démarrage	3.1	NWP $V'_{in} < V'_{moyeu} < V'_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	Pas de courants	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	3.2	EOG $V'_{moyeu} = V'_{in}, V'_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V'_{ext}	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC $V'_{moyeu} = V'_{in}, V'_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V'_{ext}	NSS $H_s = E[H_s V'_{moyeu}]$	MIS, changement de direction du vent	NCM	MSL		U	N

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité du vent et des vagues	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
4) Arrêt normal	4.1	NWP $V_{in} < V_{moyeu} < V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, UNI	Pas de courants	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{moyeu} = V_r \pm 2 \text{ m/s et } V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
5) Arrêt d'urgence	5.1	NTM $V_{moyeu} = V_r \pm 2 \text{ m/s et } V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	6.1	EWM Modèle de vent turbulent $V_{moyeu} = V_{ref}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR		U	N
6) Immobilisation (arrêt ou ralenti)	6.2	EWM Modèle de vent turbulent $V_{moyeu} = V_{ref}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR	Perte du réseau électrique	U	A
	6.3	EWM Modèle de vent turbulent $V_{moyeu} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR	Désalignement d'orientation extrême	U	N
7) Immobilisation et conditions de panne	6.4	NTM $V_{ext} < V_{moyeu} < 0,7 V_{ref}$	NSS distribution de probabilités conjointes de H_s, T_p, V_{moyeu}	COD, MUL	Pas de courants	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	7.1	EWM $V_{moyeu} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{moyeu} < V_{ext}$	NSS distribution de probabilités conjointes de H_s, T_p, V_{moyeu}	COD, MUL	Pas de courants	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité du vent et des vagues	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
8) Transport, assemblage, maintenance et réparation	8.1	Voir 7.4.9 pour des recommandations. Les conditions de conception doivent être indiquées dans la base de calcul.						U	N
	8.2	EWM $V_{\text{moyeu}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	COD, UNI	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{\text{moyeu}} < 0,7 V_{\text{ref}}$	NSS distribution de probabilités conjointes de $H_s, T_p, V_{\text{moyeu}}$	COD, MUL	Pas de courants	NWLR ou $\geq$ MSL	Pas de réseau pendant la période d'installation	F	*
	8.4	Voir 7.4.9 pour des recommandations. Les conditions de conception doivent être indiquées dans la base de calcul.						F	*

Les abréviations suivantes sont utilisées dans le Tableau 2 et le Tableau 3:

COD	co-directional (codirectionnel) (voir 6.3.3.2)
DLC	design load case (cas de charge de calcul)
ECD	extreme coherent gust with direction change (rafale extrême cohérente avec changement de direction) (voir IEC 61400-1)
ECM	extreme current model (modèle de courant extrême) (voir 6.3.3.3.5)
EDC	extreme direction change (changement de direction extrême) (voir l'IEC 61400-1)
EOG	extreme operating gust (rafale extrême de fonctionnement) (voir l'IEC 61400-1)
ESS	extreme sea state (état de mer extrême) (voir 6.3.3.2.4)
EWLR	extreme water level range (amplitude extrême du niveau de la mer) (voir 6.3.3.4.3)
EWM	extreme wind speed model (modèle de vitesse de vent extrême) (voir l'IEC 61400-1)
EWS	extreme wind shear (cisaillement du vent extrême) (voir l'IEC 61400-1)
MIS	misaligned (désaligné) (voir 6.3.3.2)
MSL	mean sea level (niveau moyen de la mer) (voir 6.3.3.4)
MUL	multi-directional (multidirectionnel) (voir 6.3.3.2)
NCM	normal current model (modèle de courant normal) (voir 6.3.3.3.4)
NTM	normal turbulence model (modèle de turbulence normale) (voir l'IEC 61400-1)
NWLR	normal water level range (amplitude du niveau d'eau normal) (6.3.3.4.2)
NWP	normal wind profile model (modèle de profil normal du vent) (voir l'IEC 61400-1)
NSS	normal sea state (état de mer normale) (voir 6.3.3.2.2)
SSS	severe sea state (état de mer forte) (voir 6.3.3.2.3)
UNI	uni-directional (unidirectionnel) (voir 6.3.3.2)
$V_r \pm 2 \text{ m/s}$	la sensibilité à toutes les vitesses du vent dans la plage doit être analysée
F	fatigue (voir 7.6.3)
U	ultimate strength (résistance à la rupture) (voir 7.6.2)
N	normal
A	anormal
*	partial safety factor for fatigue (facteur de sécurité partielle en matière de fatigue) (voir 7.6.3)

Lorsqu'une plage de vitesses de vent est indiquée dans le Tableau 2, les vitesses du vent menant à l'état le plus défavorable pour la conception de l'éolienne doivent être prises en considération. La plage des vitesses du vent peut être représentée par un ensemble de valeurs discrètes, auquel cas la résolution doit être suffisante pour assurer la précision du calcul¹¹. Dans la définition des cas de charge de calcul, il est fait référence aux conditions de vent et aux conditions maritimes décrites à l'Article 6.

Dans les spécifications ultérieures des cas de charge de calcul (DLC) définis de 7.4.2 à 7.4.10, quelques DLC permettent d'autres formulations. Lorsque d'autres formulations sont mentionnées, la partie en charge de la conception selon le présent document doit déterminer quelle formulation doit être utilisée tout au long de l'analyse du DLC.

¹¹ En général, une résolution de 2 m/s est considérée comme suffisante. Toutefois, dans la plage des vitesses du vent dans laquelle la courbe de puissance augmente rapidement, une résolution plus fine de la vitesse du vent peut être exigée pour assurer la précision.

Pour le calcul des charges agissant sur l'ensemble rotor–nacelle et à l'exception des cas de charge de calcul impliquant une modification transitoire de la direction moyenne du vent (DLC 1.4 et 3.3), il peut généralement être pris comme hypothèse que le vent et les vagues ont toujours la même direction (codirectionnels), et qu'ils agissent selon une même direction (unidirectionnels)¹².

La multidirectionnalité du vent et des vagues peut, dans certains cas, influencer de manière significative sur les charges agissant sur la structure de support, en fonction principalement du degré de non axisymétrie de la structure de support. Pour certains cas de charge de calcul, comme cela est indiqué dans le Tableau 2, les calculs de charge peuvent être effectués en considérant par hypothèse que le vent et les vagues agissent dans une même direction (unidirectionnelle) la plus défavorable. Toutefois, dans ces cas, l'intégrité structurelle doit être vérifiée par l'application des charges calculées les plus défavorables par rapport aux orientations directionnelles appropriées de la structure de support.

Le désalignement d'orientation moyen ou extrême à considérer pour chaque cas de charge de calcul doit être celui indiqué dans l'IEC 61400-1. Le désalignement d'orientation est défini comme l'écart horizontal de l'axe du rotor de l'éolienne à partir de la direction du vent.

7.4.2 Production d'électricité (DLC 1.1 à 1.6)

Dans cette situation de conception, une éolienne en mer fonctionne en étant raccordée à la charge électrique. La configuration de l'éolienne définie par hypothèse doit prendre en compte le balourd du rotor. La masse maximale et les balourds aérodynamiques (par exemple, pas de pale et écarts de torsion) spécifiés pour la fabrication du rotor doivent être utilisés dans les calculs de conception.

Par ailleurs, les écarts par rapport aux situations de fonctionnement optimales théoriques, telles que le désalignement d'orientation et les erreurs de traçage du système de commande, doivent être pris en compte dans les analyses des charges opérationnelles.

Les cas de charge de calcul (DLC) 1.1 et 1.2 intègrent les exigences pour des charges résultant des turbulences atmosphériques (NTM) et des états de mer stochastiques (NSS) qui se produisent au cours du fonctionnement normal d'une éolienne en mer tout au long de sa durée de vie.

L'analyse du DLC 1.1 n'est exigée que pour le calcul des charges ultimes agissant sur l'ensemble rotor–nacelle. Les calculs pour le DLC 1.1 doivent reposer sur une extrapolation statistique des résultats des réponses de charges de plusieurs simulations des états de mer stochastiques et d'un écoulement entrant turbulent pour une plage donnée de vitesses moyennes du vent.

Pour le calcul des charges agissant sur l'ensemble rotor–nacelle, l'analyse statistique des données de simulation du DLC 1.1 (voir 7.6.2.2 et l'Annexe G de l'IEC 61400-1:2018) doit au moins inclure le calcul des valeurs extrêmes des moments dans le plan et hors plan du pied de pale, et de la déviation de l'extrémité. Lorsque les valeurs de calcul extrêmes déduites du DLC 1.3 dépassent les valeurs de calcul extrêmes des moments du pied de pale déduites du DLC 1.1, l'analyse supplémentaire du DLC 1.1 peut être omise.

Lorsque les valeurs de calcul extrêmes déduites du DLC 1.3 ne dépassent pas les valeurs de calcul extrêmes déduites du DLC 1.1, le facteur c pour le modèle de turbulence extrême utilisé dans le DLC 1.3 (voir IEC 61400-1) peut être augmenté jusqu'à ce que les valeurs de calcul extrêmes des moments du pied de pale calculées dans le DLC 1.3 soient supérieures ou égales aux valeurs extrêmes correspondantes. Les valeurs caractéristiques des charges applicables aux autres composants d'une éolienne peuvent être déterminées à partir de cette

¹² Pour les DLC 1.4 et 3.3, le vent et les vagues peuvent être considérés par hypothèse comme codirectionnels et unidirectionnels préalablement à la modification transitoire de la direction moyenne du vent.

analyse sur la base du DLC 1.3 avec la valeur c augmentée. En variante à cette analyse, les valeurs caractéristiques appropriées de toutes les composantes de charges applicables à chaque composant d'éolienne spécifique peuvent être déterminées directement ou extrapolées de la simulation.

Pour le DLC 1.2, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse. Une seule valeur de hauteur des vagues significatives peut être considérée pour chaque vitesse moyenne du vent correspondante. Toutefois, le concepteur doit vérifier que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques. La hauteur des vagues significatives, la période d'énergie maximale du spectre, la direction des vagues et le niveau d'eau pour chaque état de mer normale, doivent être pris en considération, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, sur la base de la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques. Voir 7.6.3 concernant la disponibilité des éoliennes.

Le DLC 1.3 intègre les exigences pour des charges ultimes résultant de conditions de turbulences extrêmes. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse pour ce cas de charge de calcul (dans les conditions de 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer individuel doit être prise comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Les effets de sillage doivent être pris en considération pour les DLC 1.2 et DLC 1.3 – voir l'Annexe E de l'IEC 61400-1:2018 pour des recommandations. Les effets de sillage peuvent être inclus en utilisant soit le modèle de turbulences de sillage additionnées, soit le modèle de sinuosité de sillage dynamique.

Les DLC 1.4 et 1.5 spécifient des cas transitoires retenus comme des événements potentiellement critiques au cours de la durée de vie d'une éolienne en mer. Pour ces cas de charge, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse (dans les conditions de 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer individuel doit être prise comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Pour le DLC 1.4, le vent et les vagues peuvent être considérés par hypothèse comme codirectionnels préalablement à la modification transitoire de direction du vent.

Le DLC 1.6 intègre les exigences pour des charges ultimes résultant de conditions de turbulences normales (NTM) et d'état de mer forte (SSS). Les calculs de réponse doivent tenir dûment compte de la réponse dynamique aux charges de vent, de vagues et de courant, ainsi que de la cinématique des vagues non linéaires. Pour assurer cette situation, le cas de charge doit être analysé au moyen de simulations de l'écoulement entrant turbulent combiné aux états de mer stochastiques, dont chacun de ces états comprend au moins une vague non linéaire de hauteur égale à la hauteur de vague extrême appropriée à l'état SSS. Les paramètres relatifs à l'état de mer sont déterminés tel que décrit en 6.3.3.2.3. Le paragraphe 7.5.6 spécifie le mode de simulation qui doit être utilisé pour satisfaire aux exigences du DLC 1.6.

7.4.3 Production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.1 – 2.5)

7.4.3.1 Généralités

Cette situation de conception implique un événement transitoire déclenché par une panne ou la perte du raccordement au réseau électrique pendant que l'éolienne produit de l'électricité. Toute panne survenant au niveau du système de commande et de protection ou toute panne interne du système électrique, importante pour la charge de l'éolienne (telle que le court-circuit du générateur), doit être prise en considération. Cette situation de conception est considérée comme appropriée également à l'analyse de fatigue, voir DLC 2.4.

Une analyse des modes défaillance et de leurs effets (AMDE) ou une analyse des pannes équivalente doit être effectuée afin de déterminer les événements de panne correspondant aux charges d'une éolienne.

La position azimutale du rotor au moment d'une panne peut influencer de manière significative le niveau de charge. Il convient de choisir de manière aléatoire la position azimutale du rotor au moment de la survenance de la panne.

Les pannes au niveau du système de commande doivent être prises en considération dans le DLC 2.1 et le DLC 2.2 comme cela est décrit en 7.4.3.2. Pour les architectures avec lesquelles la sécurité de l'éolienne est assurée par deux ensembles de fonctions indépendants (par l'intermédiaire de fonctions de commande principales et de fonctions de protection secondaires), la méthode décrite en 7.4.3.3 peut être utilisée.

Voir l'Article 8 de l'IEC 61400-1:2018 pour des recommandations concernant l'identification des modes de défaillance, l'évaluation des périodes de retour des modes de défaillance, les exclusions de pannes, et les mesures permettant d'éviter les défaillances de cause commune.

7.4.3.2 Défaillance du système de commande (DLC 2.1 et DLC 2.2) – Approche quantitative

Pour le DLC 2.1, les événements suivants doivent être considérés comme des événements normaux:

- a) les événements liés à une défaillance de la fonction de commande dont la période de retour prévue du mode de défaillance est inférieure ou égale à 50 ans,
- b) les événements liés à une défaillance de la fonction de commande dont la période de retour prévue du mode de défaillance ne peut pas être obtenue,
- c) la perte du raccordement au réseau électrique.

Pour les événements dont les périodes de retour prévues du mode de défaillance sont comprises entre 10 ans et 50 ans, le facteur de charge partielle est déterminé en fonction de la période de retour du mode de défaillance indiquée dans le Tableau 3 de l'IEC 61400-1:2018.

Pour le DLC 2.2, les événements de défaillance de la fonction de commande ou les pannes internes des systèmes électriques et mécaniques dont la période de retour prévue du mode de défaillance est supérieure à 50 ans doivent être considérés comme anormaux.

Les événements de panne dont la période de retour est supérieure à 2 000 ans et les événements de panne non applicables aux charges d'une éolienne peuvent être ignorés. La période de retour des événements de pannes est fondée sur le calcul statistique de la probabilité d'un événement au cours duquel une commande ou un élément du système électrique interne est dans un état défaillant, ou passe d'un état normal à un état défaillant, de sorte qu'une défaillance structurelle peut se produire.

7.4.3.3 Défaillance du système de commande (DLC 2.1 et DLC 2.2) – Approche bicouche

Cette approche peut être utilisée pour les architectures de systèmes de commande constituées de deux couches indépendantes. Dans le cadre de cette approche:

- 1) l'objectif des fonctions de commande et de protection principales est de maintenir les paramètres de fonctionnement d'une éolienne dans leurs limites normales de fonctionnement et dans leurs limites de conception, respectivement, et
- 2) l'objectif des fonctions de protection secondaires est de maintenir les paramètres de fonctionnement d'une éolienne dans leurs limites de conception. Ces fonctions doivent être activées par suite d'une défaillance des fonctions de commande principales ou des effets d'une défaillance interne ou externe, voire d'un événement dangereux.

Pour le DLC 2.1, les pannes relatives aux fonctions de commande principales, l'activation des fonctions de protection principales ou la perte du raccordement au réseau électrique doivent être considérées comme des événements normaux. Les pannes relatives aux fonctions de commande qui entraînent le dépassement des limites et l'activation des fonctions de protection secondaires doivent être incluses dans le DLC 2.2.

Les pannes relatives aux fonctions de commande principales prises en considération dans le DLC 2.1 incluent généralement les pannes relatives à la vitesse du rotor, à l'angle d'orientation et aux angles de pas de pales.

Pour le DLC 2.2, les événements rares applicables aux charges d'une éolienne, y compris les pannes relatives à l'activation des fonctions de protection secondaires, doivent être considérés comme anormaux. Ces pannes peuvent inclure une activation erronée des organes de commande, la non-activation des systèmes de freinage et le blocage du système de pas. Ce cas de charge doit au moins traiter des fonctions suivantes: protection indépendante contre la survitesse, protection contre les surcharges/pannes de génératrice, protection contre les pas de pales non contrôlés (emballement des pas de pales), protection contre l'orientation non contrôlée et protection contre les vibrations ou les chocs excessifs.

7.4.3.4 Autre production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.3 – 2.5)

Pour le DLC 2.3, l'événement de vent potentiellement significatif, à savoir la rafale extrême de fonctionnement (EOG), est combiné à la perte d'une ou de plusieurs phases dans le cadre d'un raccordement multiphase au réseau électrique, et considéré comme un événement anormal. Dans ce cas, la synchronisation de ces deux événements doit être choisie afin d'atteindre la charge la plus défavorable.

En variante à la spécification du DLC 2.3 ci-dessus et dans le Tableau 2, le DLC 2.3 peut en revanche être considéré comme un événement normal (c'est-à-dire un facteur de sécurité partielle de charge de 1,35) à analyser au moyen de simulations de vent et de vagues stochastiques combinées ($NTM - V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$) en association avec une panne du système électrique interne ou externe (y compris la perte du raccordement au réseau électrique). Dans ce cas, 12 simulations de réponse doivent être effectuées pour chaque vitesse moyenne du vent prise en considération. Pour chaque simulation de réponse, la réponse extrême après la survenance de la panne électrique est échantillonnée. La panne doit être occasionnée dès que l'effet des conditions initiales est négligeable. Pour chaque vitesse moyenne du vent, une réponse extrême nominale est évaluée comme la moyenne des 12 réponses extrêmes échantillonnées plus 3 fois l'écart type des 12 échantillons. La valeur de réponse caractéristique pour le DLC 2.3 est déterminée comme étant la valeur extrême parmi les réponses extrêmes nominales.

Si une panne ou la perte du raccordement au réseau électrique ne provoque pas un arrêt immédiat et que la charge conséquente peut entraîner un dommage par fatigue important, la durée probable de cette situation ainsi que le dommage par fatigue résultant dans des conditions normales de turbulences (NTM) doivent être évalués dans le DLC 2.4¹³.

¹³ Le fabricant doit estimer la fréquence/durée prévue des événements. En l'absence de données/informations appropriées, la fréquence/durée suivante peut être appliquée pour les événements énumérés ci-dessous:

- 10 arrêts par année pour un événement de survitesse,
- 24 heures par année de fonctionnement pour les événements avec erreur d'orientation,
- 24 heures par année de fonctionnement pour les événements avec erreur de pas,
- 20 fois par année avec perte du raccordement au réseau électrique.

Pour le DLC 2.5, l'événement de raccordement au réseau basse tension (LVRT - *low voltage ride through*)¹⁴ est considéré comme normal. L'événement théorique de raccordement au réseau basse tension doit être spécifié par la chute de tension et la durée.

Pour les DLC 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 et 2.5, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse (dans les conditions de 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer individuel doit être prise comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

7.4.4 Démarrage (DLC 3.1 à 3.3)

Cette situation de conception comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une éolienne en mer pendant les situations transitoires, depuis une situation d'arrêt ou de ralenti de la production électrique. Le nombre de survenances doit être estimé en se fondant sur le comportement du système de commande¹⁵.

Pour le DLC 3.2, au moins quatre événements de synchronisation différents entre l'EOG et l'événement de démarrage doivent être pris en considération pour chaque vitesse du vent. Le premier événement de synchronisation doit être choisi de sorte que le début de l'EOG se produise lorsque la production électrique atteint 50 % de la puissance maximale. Le dernier événement de synchronisation doit être choisi de sorte que le début de l'EOG se produise lorsque la production électrique atteint 95 % de la puissance maximale. Au moins deux événements de synchronisation supplémentaires doivent être choisis, et répartis uniformément dans l'intervalle compris entre 50 % et 95 % de la puissance maximale.

Pour chaque vitesse du vent, la valeur caractéristique de la charge peut être calculée comme la valeur moyenne de la valeur transitoire calculée extrême pour chacun des 4 instants distincts définis.

En variante à l'EOG, le DLC 3.2 peut en revanche être analysé en utilisant au moins 12 simulations de vent stochastiques pour chaque vitesse moyenne du vent avec l'ETM. Pour chaque vitesse moyenne du vent, une réponse extrême nominale est évaluée comme la moyenne des valeurs extrêmes simulées.

Pour les DLC 3.1, 3.2 et 3.3, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse (dans les conditions de 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer individuel doit être prise comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Pour le DLC 3.3, le vent et les vagues peuvent être considérés par hypothèse comme codirectionnels préalablement à la modification transitoire de direction du vent.

7.4.5 Arrêt normal (DLC 4.1 à 4.2)

Cette situation de conception comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une éolienne en mer pendant les situations transitoires normales, depuis une situation de

¹⁴ Les situations de raccordement au réseau basse tension sont normalement définies par les régies d'électricité comme des situations présentant des perturbations ou des défaillances du réseau qu'il convient que l'éolienne soit capable de traiter sans s'arrêter. L'effondrement du réseau qui peut résulter d'un arrêt des éoliennes (notamment dans les parcs éoliens) justifie l'exigence d'un raccordement dans ces situations.

¹⁵ En l'absence de données historiques concernant les démarrages d'éoliennes analogues, les fréquences annuelles suivantes pour le DLC 3.1 peuvent être prises comme hypothèse:

- 1 000 procédures de démarrage à la valeur V_{int} ,
- 50 procédures de démarrage à la valeur V_r et
- 50 procédures de démarrage à la vitesse du vent de démarrage maximale.

production électrique à un état d'arrêt ou de ralenti. Le nombre de survenances doit être estimé en se fondant sur le comportement du système de commande¹⁶.

Pour le DLC 4.2, la synchronisation de la rafale et de l'événement d'arrêt doit être choisie de sorte que l'EOG démarre à des moments différents par rapport à l'arrêt, avec au minimum six événements uniformément répartis entre 10 s avant le début de l'arrêt et le moment auquel la puissance atteint 50 % du niveau de production électrique initial.

Au moins 4 positions azimutales du rotor uniformément réparties doivent être appliquées pour chaque instant distinct. Pour chaque vitesse du vent, la valeur caractéristique de la charge peut être calculée comme la valeur moyenne des charges calculées extrêmes parmi toutes les synchronisations et toutes les positions azimutales prises en considération.

Si le système de sécurité et de commande déclenche automatiquement un événement d'arrêt lors de l'EOG, l'analyse doit également tenir compte de cet événement.

En variante à l'EOG, le DLC 4.2 peut en revanche être analysé en utilisant au moins 12 simulations de vent stochastiques pour chaque vitesse moyenne du vent avec l'ETM. Pour chaque vitesse moyenne du vent, une réponse extrême nominale est évaluée comme la moyenne des valeurs extrêmes simulées.

Pour les DLC 4.1 et 4.2, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse (dans les conditions de 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer individuel doit être prise comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

7.4.6 Arrêt d'urgence (DLC 5.1)

Les charges issues de l'activation du bouton d'arrêt d'urgence doivent être prises en considération.

La position azimutale du rotor au moment de l'activation peut influencer de manière significative le niveau de charge. Il convient de choisir une position azimutale aléatoire au moment de la survenance de la panne.

Pour le DLC 5.1, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse (dans les conditions de 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer individuel doit être prise comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

7.4.7 Immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 6.1 à 6.4)

Dans cette situation de conception, le rotor d'une éolienne immobilisée est soit en état d'arrêt soit au ralenti. Les DLC 6.1, 6.2 et 6.3 doivent être analysés pour déterminer les charges ultimes relatives à cette condition, tandis que le DLC 6.4 concerne les charges de fatigue.

Pour les DLC 6.1 et 6.2, la combinaison des conditions de vent extrême et de vagues extrêmes doit être telle que l'action environnementale extrême globale présente une période de retour combinée de 50 ans. L'Annexe I fournit des recommandations concernant les niveaux de sécurité pour les conditions cycloniques tropicales.

¹⁶ En l'absence de données historiques concernant les arrêts d'éoliennes analogues, les fréquences annuelles suivantes pour le DLC 4.1 peuvent être prises comme hypothèse:

- 1 000 procédures d'arrêt à la valeur V_{int} ,
- 50 procédures d'arrêt à la valeur V_r et
- 50 procédures d'arrêt à la valeur V_{ext} ,

Pour les DLC 6.1, 6.2 et 6.3, les calculs de réponse doivent tenir dûment compte de la réponse dynamique aux charges de vent, de vagues et de courant, ainsi que de la cinématique des vagues non linéaires. Pour assurer cette situation, le DLC doit être analysé au moyen de simulations de l'écoulement entrant turbulent combinées aux états de mer stochastiques, dont chacun de ces états comprend au moins une vague non linéaire de hauteur égale à la hauteur de vague extrême. Les paramètres relatifs à l'état de mer sont déterminés tel que décrit en 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5 et 6.3.3.4.3. L'IEC 61400-1 permet l'utilisation d'un modèle de vent constant pour ces DLC tandis que l'IEC 61400-3-1 exige l'utilisation d'un EWM turbulent.

Dans les DLC 6.1, 6.2 et 6.3, le désalignement des directions du vent et des vagues doit être pris en consolidation pour le calcul des charges agissant sur la structure de support. Lorsque des mesurages appropriés des directions du vent et des vagues spécifiques au site sont disponibles, ils doivent être utilisés pour déduire la plage des angles de désalignement relatifs à la combinaison des conditions de vent extrême et de vagues extrêmes associées à ces cas de charge de calcul. Les calculs de charge doivent alors être fondés sur les valeurs de désalignement à l'intérieur de cette plage, imposant les charges les plus élevées agissant sur la structure de support.

En l'absence des données directionnelles de vent et de vagues appropriées spécifiques au site, le désalignement à l'intérieur d'une plage de $\pm 30^\circ$ et imposant les charges les plus élevées agissant sur la structure de support doit être pris en considération.

Si un glissement dans le système d'orientation de l'éolienne peut se produire à la charge caractéristique, le plus grand glissement défavorable possible doit être ajouté au désalignement d'orientation moyen. Si l'éolienne possède un système d'orientation dans lequel le mouvement d'orientation est prévu dans les situations de vent extrême (par exemple, orientation libre, orientation passive ou orientation semi-libre), le modèle de vent turbulent doit être utilisé et le désalignement d'orientation dépend des changements de direction du vent turbulent et de la réponse dynamique de l'orientation de l'éolienne. De même, si l'éolienne est soumise à de grands mouvements d'orientation ou à une variation d'équilibre lors d'une augmentation de la vitesse du vent allant d'un fonctionnement normal à la situation extrême, ce comportement doit être inclus dans l'analyse.

Dans le DLC 6.1, pour une éolienne en mer avec un système d'orientation actif, un désalignement d'orientation moyen de $\pm 8^\circ$, utilisant le modèle de vent extrême turbulent doit être imposé, à condition qu'une absence de glissement du système d'orientation puisse être assurée. Noter que le présent document ne prend pas en compte un modèle de vent constant extrême.

La réponse doit être estimée au moyen de la simulation dynamique complète. Le paragraphe 7.5.6 spécifie le mode de simulation qui doit être utilisé pour satisfaire aux exigences du DLC 6.1.

Dans le DLC 6.2, une perte du réseau d'alimentation électrique à un stade précoce d'une tempête présentant la situation de vent extrême doit être définie par hypothèse. À moins que ne soit fournie une réserve d'énergie pour le système de commande et d'orientation avec une capacité pour l'alignement d'orientation pendant au moins 6 h, l'effet d'un changement de direction du vent jusqu'à $\pm 180^\circ$ doit être analysé.

Dans le DLC 6.3, le vent extrême avec une période de retour de 1 an doit être combiné à un désalignement d'orientation extrême. Un désalignement d'orientation extrême jusqu'à $\pm 20^\circ$ utilisant le modèle de vent turbulent doit être défini par hypothèse.

Pour les DLC 6.2 et 6.3, les exigences de modélisation peuvent être satisfaites en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1 (se reporter à 7.5.6).

Si pour les cas DLC 6.1, DLC 6.2 et DLC 6.3, le désalignement d'orientation est évalué au moyen de valeurs discrètes, l'augmentation du désalignement d'orientation ne doit pas être supérieure à 10° dans la zone d'application de la force de levage maximale sur les pales.

Dans le DLC 6.4, il doit être tenu compte du nombre prévu d'heures de non-production d'électricité au niveau d'une charge variable appropriée pour chaque vitesse du vent avec laquelle un dommage par fatigue significatif peut se produire sur tout composant (par exemple, du fait du poids des pales au ralenti). Une attention particulière doit être accordée aux charges résonantes de la structure de support dues à l'excitation par les vagues et à l'influence du faible amortissement aérodynamique apporté par le rotor dans un état d'arrêt ou de ralenti. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse. La hauteur des vagues significatives, la période d'énergie maximale du spectre et la direction, pour chaque état de mer normale doivent être choisies, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, fondées sur la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques appropriés au site prévu. Le concepteur doit vérifier que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques.

Pour les éoliennes en mer installées dans des zones affectées par des cyclones tropicaux, il peut être nécessaire de tenir compte de paramètres de conception supplémentaires afin de maintenir le même niveau de sécurité que pour les éoliennes en mer installées dans des régions extratropicales. L'Annexe I propose une approche fondée sur une analyse du niveau de solidité et décrit deux cas de charge supplémentaires afin d'étudier la réponse d'une éolienne en mer immobilisée à des conditions océano-météorologiques cycloniques.

7.4.8 Immobilisation et conditions de panne (DLC 7.1 à 7.2)

Les écarts par rapport au comportement normal d'une éolienne immobilisée, résultant de pannes survenant sur le réseau électrique ou au niveau de l'éolienne, doivent faire l'objet d'une analyse. Au minimum, les défaillances des systèmes suivants doivent être évaluées: système de freinage, système de pas et système d'orientation.

Dans le cas d'une panne dans le système d'orientation, un désalignement d'orientation de $\pm 180^\circ$ doit être pris en considération. Si pour le cas DLC 7.1 avec une panne dans le système d'orientation, le désalignement d'orientation est évalué au moyen de valeurs discrètes, l'augmentation du désalignement d'orientation ne doit pas être supérieure à 10° dans la zone d'application de la force de levage maximale sur les pales. Pour toute autre panne, le désalignement d'orientation doit être cohérent avec le DLC 6.1.

Dans le DLC 7.1, l'état de panne doit être combiné aux conditions de vent extrême et de vagues extrêmes, de telle façon que l'action environnementale extrême globale présente une période de retour combinée de 1 an. Les paramètres relatifs à l'état de mer sont déterminés tel que décrit en 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5 et 6.3.3.4.2.

Pour le DLC 7.1, les exigences de modélisation peuvent être satisfaites en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1 (se reporter à 7.5.6).

Dans le DLC 7.1, le désalignement des directions du vent et des vagues doit être pris en considération pour le calcul des charges agissant sur la structure de support. Lorsque des mesurages appropriés des directions du vent et des vagues spécifiques au site sont disponibles, ils doivent être utilisés pour déduire la plage des angles de désalignement relatifs à la combinaison des conditions de vent extrême et de vagues extrêmes associées à ce cas de charge de calcul. Les calculs de charge doivent alors être fondés sur les valeurs de désalignement à l'intérieur de cette plage, imposant les charges les plus élevées agissant sur la structure de support.

En l'absence des données directionnelles de vent et de vagues appropriées spécifiques au site, le désalignement imposant les charges les plus élevées agissant sur la structure de

soutien doit être pris en considération. Si ce désalignement dépasse 30°, la hauteur de vague extrême peut être réduite, du fait de la décroissance de sévérité de l'état de mer au cours de la période associée au changement de direction du vent entraînant le désalignement. La réduction de la hauteur de vague extrême doit être calculée en tenant compte de la profondeur d'eau, du fetch et d'autres conditions pertinentes spécifiques au site.

Si un glissement dans le système d'orientation peut se produire à la charge caractéristique déterminée dans le DLC 7.1, le plus grand glissement défavorable possible doit être pris en considération.

Dans le DLC 7.2, il doit être tenu compte du nombre prévu d'heures de non-production d'électricité (voir 7.6.3) du fait de pannes sur le réseau électrique ou au niveau de l'éolienne, pour chaque vitesse du vent et chaque état de mer. Une attention particulière doit être accordée aux charges résonantes de la structure de support dues à l'excitation par les vagues et à l'influence du faible amortissement aérodynamique apporté par le rotor dans un état d'arrêt ou de ralenti. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse.

7.4.9 Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 8.1 à 8.4)

7.4.9.1 Généralités

Les DLC 8.1 à 8.4 représentent les situations de charges ultimes et de fatigue associées au transport, à l'assemblage, à la maintenance et à la réparation d'une éolienne en mer. Pour définir ces cas de charge, la base de calcul doit mentionner toutes les conditions de vent, conditions maritimes et situations de conception définies par hypothèse pour le transport, l'assemblage sur site, l'accès, la maintenance et la réparation d'une éolienne en mer. Les conditions de vent maximales établies et les conditions maritimes doivent être considérées dans la conception, si elles peuvent exercer des charges significatives sur l'éolienne. Une marge suffisante doit être prévue entre les conditions spécifiées, les conditions de vent et les conditions maritimes prises en compte dans la conception, pour donner un niveau de sécurité acceptable. Une marge suffisante pour les conditions de vent peut être obtenue en ajoutant 5 m/s à la vitesse moyenne du vent indiquée.

Les charges apparaissant pendant le transport, l'assemblage, l'accès, la maintenance et la réparation d'une éolienne en mer doivent être prises en compte:

- le poids des outils et des équipements mobiles;
- les charges provenant du fonctionnement des grues;
- les charges d'amarrage et des dispositifs de protection des navires desservant l'éolienne (voir 7.4.9.2);
- le cas échéant, les charges associées aux opérations d'hélicoptage (voir 7.4.9.2);
- le cas échéant, les charges développées lors des opérations de remorquage, par exemple, vibrations induites par les tourbillons.

De plus, le DLC 8.2 doit inclure tous les états de transport, assemblage, maintenance et réparation de l'éolienne qui peuvent persister pendant plus d'une semaine. Cette configuration doit, le cas échéant, inclure une structure de support partiellement achevée, cette dernière étant érigée sans l'ensemble rotor-nacelle, qui lui-même ne comporte pas de pale (une ou plusieurs). Dans le cas d'une structure de support sans nacelle, des moyens appropriés doivent être prévus pour éviter des vitesses du vent critiques pour les vibrations transversales produites par les tourbillons, ou les cas de charge de calcul appropriés doivent être pris en considération¹⁷. Par hypothèse, il doit être considéré que le réseau électrique n'est pas connecté dans l'un de ces états. Des mesures peuvent être prises pour réduire les

¹⁷ Les recommandations concernant les charges appliquées à la structure de support du fait des vibrations induites par les tourbillons peuvent être consultées dans l'IEC 61400-6.

charges au cours de l'un de ces états, tant que ces mesures n'exigent pas le raccordement au réseau électrique.

Pour les commentaires relatifs à la conception des dispositifs de blocage, voir 7.4 de l'IEC 61400-1:2018.

Dans le DLC 8.2, les conditions doivent être combinées aux conditions de vent extrême et de vagues extrêmes, de telle façon que l'action environnementale extrême globale présente une période de retour combinée de 1 an. En l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme du vent et des vagues extrêmes, il doit être défini par hypothèse que la vitesse moyenne du vent extrême, établie au cours d'une durée de 10 min, avec une période de retour de 1 an, se produit lors de l'état de mer extrême, avec une période de retour de 1 an.

Pour la simulation du DLC 8.2, les exigences peuvent être satisfaites en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites pour le DLC 6.1 (se reporter à 7.5.6).

Dans le DLC 8.3, il doit être tenu compte du nombre prévu d'heures de non-production d'électricité pendant la construction du parc éolien en mer et avant son raccordement au réseau électrique, pour chaque vitesse du vent et état de mer, pour lesquels un dommage par fatigue significatif peut se produire sur tous les composants quels qu'ils soient. Il doit également être tenu compte des charges de fatigue de l'éolienne en mer partiellement installée: par exemple, une structure de support partiellement achevée, cette dernière étant érigée sans l'ensemble rotor-nacelle, qui lui-même ne comporte pas de pale (une ou plusieurs). Il est prévu que cette situation persiste au cours d'une durée significative¹⁸. Une attention particulière doit être accordée aux charges résonantes de la structure de support dues à l'excitation par les vagues et à l'influence du faible amortissement aérodynamique apporté par le rotor dans un état d'arrêt ou de ralenti. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse. La hauteur des vagues significatives, la période d'énergie maximale du spectre et la direction, pour chaque état de mer normale doivent être choisies, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, fondées sur la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques appropriés au site prévu. Le concepteur doit vérifier que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques.

7.4.9.2 Choc dû à un navire et charges héliportées (DLC 8.1)

7.4.9.2.1 Généralités

Les aires d'accostage des navires, ainsi que les échelles et autres structures secondaires au niveau de la ligne de flottaison ou à proximité doivent être conçues comme un cas de charge de calcul normal, de façon à être protégées contre les chocs dus à des manœuvres de navires. La structure principale au niveau de la ligne de flottaison ou à proximité doit être conçue comme un cas de charge de calcul anormal, tel que décrit ci-dessous, de façon à être protégée contre les chocs accidentels des navires.

Les conditions d'environnement à appliquer conjointement au choc dû à une manœuvre de navire doivent correspondre aux conditions les plus strictes d'approche de l'éolienne par un navire de service. À des fins d'analyse, il peut être considéré par hypothèse que l'éolienne peut être arrêtée ou placée à l'état de maintenance par commande à distance.

La hauteur maximale admissible des vagues significatives pour les manœuvres de navires à proximité de l'installation d'une éolienne en mer doit être indiquée dans le manuel de

¹⁸ Il convient de prendre en considération la sensibilité de l'éolienne en mer partiellement installée aux vibrations induites par les tourbillons, du fait du vent et/ou des vagues et courants.

fonctionnement. Il convient que ce manuel définisse les zones éventuelles d'interdiction de manœuvres de navires à proximité immédiate.

Il convient que le DLC 8.1 prenne en considération au moins deux situations de conception: une situation de conception normale qui représente le choc dû à un navire de service piloté et une situation de conception anormale qui représente le choc dû à un navire de service à la dérive. Il est nécessaire de prendre en considération uniquement les navires de service destinés à approcher les aires d'accostage des navires (ou d'autres systèmes d'accès). Il n'est pas nécessaire, dans le cadre des scénarii de choc, de tenir compte des navires de ravitaillement (par exemple, navires de croisière) qui manœuvrent dans le parc éolien, mais qui ne sont pas destinés à approcher les éoliennes. Ces situations de conception sont décrites en 7.4.9.2.2 et 7.4.9.2.3.

7.4.9.2.2 Situation de conception normale: navire de service piloté

Pour la situation de conception normale, l'énergie cinétique caractéristique doit être prise comme l'énergie prévue due à l'approche maximale autorisée d'un navire de service dans l'état de mer la plus forte au cours duquel ledit navire est autorisé à approcher l'éolienne. Une vitesse spécifique aux navires doit être définie par hypothèse. Par hypothèse, la vitesse ne doit pas être inférieure à 0,5 m/s. Les effets du vent, des vagues et du courant doivent être inclus, ainsi que les effets de toute masse ajoutée, contribuant à l'énergie cinétique du navire.

Trois méthodes différentes telles que spécifiées ci-dessous sont admises pour l'évaluation des charges. Ces méthodes traitent de l'application des forces horizontales dues à une approche par la proue ou par la poupe dans les directions frontale et latérale par rapport à l'aire d'accostage des navires. Par hypothèse, l'ampleur de ces méthodes est considérée comme équivalente. Les forces ne doivent pas être appliquées simultanément dans les deux directions.

Option 1: Une analyse dynamique détaillée de l'approche d'un navire peut être réalisée tenant compte des éléments suivants:

- la combinaison de la vitesse du navire et de l'état de mer afin d'établir une vitesse de choc dû à un navire. Ce facteur tient compte de l'inertie du navire afin d'établir l'accélération que peut provoquer l'état de mer. Une estimation prudente de la vitesse du navire est indiquée dans l'option 2 suivante;
- le déplacement du navire et la masse ajoutée;
- les propriétés de force-déformation non linéaires du navire, du dispositif de protection et du système à ressorts des aires d'accostage des navires.

En l'absence d'informations suffisantes pour effectuer une évaluation détaillée, les options 2 ou 3 peuvent être utilisées comme décrit ci-dessous.

Option 2: S'il peut être défini par hypothèse que la réponse du dispositif de protection et du système à ressorts des aires d'accostage des navires est une réponse élastique linéaire, l'approche suivante peut être considérée comme associant la force de choc à la vitesse du navire, l'énergie cinétique et l'énergie élastique.

L'énergie cinétique doit être transformée en déformation élastique produisant la condition de choc:

$$E_{\text{cin}} = E_{\text{élastique}} \quad (12)$$

L'énergie cinétique est donnée par

$$E_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \cdot a \cdot m \cdot v_{\text{choc}}^2 \quad (13)$$

où

m est le déplacement du navire [t];

a est le coefficient de masse ajoutée (1,25 pour une collision à la proue ou à la poupe);

v_{choc} est la vitesse de choc [m/s].

La vitesse de choc peut être évaluée par la formule suivante, avec pour hypothèse une compensation du courant par la manœuvre du navire:

$$v_{\text{choc}} = v_{\text{navire}} + \begin{cases} \sqrt{\frac{g}{d}} \frac{1}{2} H_s & \text{en eaux peu profondes} \\ \pi H_s / T_p & \text{en eaux profondes} \end{cases} \quad (14)$$

En définissant par hypothèse une élasticité linéaire, l'énergie élastique se rapporte à la force et à la rigidité élastiques:

$$E_{\text{élastique}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{F_{\text{choc dû à un navire}}^2}{c} \quad (15)$$

où

$F_{\text{choc dû à un navire}}$ est la force de choc [kN/m];

c est la rigidité élastique totale de la structure au point de choc dans la direction de choc [kN/m].

La rigidité élastique totale c peut être calculée par:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{c_1} + \dots + \frac{1}{c_n} \quad (16)$$

où les valeurs de rigidité c_1 à c_n représentent les différentes composantes de la flexibilité totale au point de contact telles que:

- la rigidité locale de la structure d'accostage des navires,
- la rigidité globale de la structure en mer (y compris la fondation),
- les ondes de choc, bandes de frottement, etc. du côté accostage des navires,
- la flexibilité du dispositif de protection et la flexibilité structurelle locale sur le flanc du navire.

Généralement, dans le cas d'une éolienne en mer, il est prudent de définir par hypothèse que le navire de service est rigide et que l'énergie totale est transférée vers la structure de support.

Option 3: En l'absence de charges spécifiques dans le cas d'un choc dû à la manœuvre d'un navire, la zone de contact peut être conçue pour une force de choc de $F = 2,5 \times \Delta$, où F est la force de choc en kN et Δ est le déplacement à pleine charge en tonnes du navire de service.

Indépendamment de la méthode choisie pour calculer la charge de choc, les éléments de construction secondaires doivent être conçus de manière à ne pas restreindre le mouvement vertical du navire de service. Les éléments de construction secondaires doivent également être suffisamment solides, tout comme il convient qu'ils soient capables de résister à la moitié de la charge de choc de manœuvre verticale, à moins qu'une analyse détaillée ne soit réalisée pour évaluer les charges verticales compte tenu du choc et du frottement

directionnels. Ce principe s'applique tant à la direction ascendante qu'à la direction descendante.

Dans le cas de charge de calcul normal, les éléments de construction secondaires, tels que les dispositifs de protection, aires d'accostage et échelles de navires, ne doivent pas subir de dommage à un degré tel qu'ils perdent leurs fonctions respectives en tant que structures d'accès.

7.4.9.2.3 Situation de conception anormale: navire de service non piloté

Pour la situation de conception anormale, il doit être défini par hypothèse que le navire de service le plus grand autorisé fait l'objet d'une dérive latérale. La vitesse du navire à la dérive doit être évaluée, mais ne doit pas être définie par hypothèse comme inférieure à 2,0 m/s. Les effets d'une masse ajoutée et des dispositifs de protection doivent être inclus.

Du fait de cette situation de conception, il est admis que les éléments de construction secondaires puissent être arrachés, par exemple, en incluant les points faibles ou par un renforcement local des éléments de construction d'appui, pour éviter de ce fait tout dommage excessif occasionné à ces éléments.

L'énergie absorbée par la structure de support dépend de sa résistance et de sa rigidité comparées à celles du composant du navire à l'origine d'un choc. Dans le cas d'une structure de support très rigide et très résistante, l'énergie est absorbée principalement par le navire. Après un choc dû à un navire, il est important d'examiner tout dommage occasionné à la structure de support, provoqué par la force de choc et de déterminer tout travail de réparation qu'il est nécessaire d'entreprendre pour assurer la préservation de la portance exigée de la structure de support. La structure doit être capable de résister au DLC 8.2 dans l'état endommagé afin de permettre la réalisation des travaux de réparation.

Les charges d'une éolienne en mer dues aux opérations d'hélicoptage doivent être prises en considération le cas échéant. La situation de conception, la taille maximale de l'hélicoptère et les conditions aux limites externes relatives à l'approche d'une éolienne en mer par un hélicoptère, doivent être indiquées par l'opérateur ou par le concepteur et prises en considération dans les calculs de charge.

7.4.10 Cas de charge de calcul pour la glace de mer/lac

Outre les cas de charge du Tableau 2, les cas de charge du Tableau 3 doivent être pris en considération pour la conception d'une structure de support relative à une éolienne en mer, installée sur un site auquel la formation de glace est prévue. Les cas de charge de calcul pour la glace de mer/lac D1 à D8 sont décrits ultérieurement à l'Annexe D, ainsi que des recommandations concernant les méthodes de calcul de charge correspondantes.

Tableau 3 – Cas de charge de calcul pour la glace de mer/lac

Situation de conception	DLC	Conditions de formation de glace	Condition de vent	Niveau d'eau	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
Production d'électricité	D1	Charge horizontale due aux fluctuations de température	NTM $V_{\text{moyeu}} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{ext} Vitesse du vent entraînant une poussée maximale	NWLR	U	N

	D2	Charge horizontale due aux fluctuations du niveau d'eau ou aux effets de voûte	NTM $V_{\text{moyeu}} = V_r \pm 2 \text{ m/s et } V_{\text{ext}}$ Vitesse du vent entraînant une poussée maximale	NWLR	U	N
	D3	Charge horizontale due à la glace en mouvement à des vitesses appropriées $h = h_{50}$ ou valeur la plus grande de la glace en mouvement.	NTM $V_{\text{in}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NWLR	U	N
	D4	Charge horizontale due à la glace en mouvement à des vitesses appropriées <i>Utiliser des valeurs de h correspondant à l'historique prévu de la glace en mouvement observée.</i>	NTM $V_{\text{in}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NWLR	RF	*
	D5	Force verticale due aux couverts de glace dus aux fluctuations du niveau d'eau	Aucune charge de vent appliquée	NWLR	U	N
Immobilisée	D6	Pression exercée par la glace hummockée et aux ondins de glace	EWM Modèle de vent turbulent $V_{\text{moyeu}} = V_1$	NWLR	U	N
	D7	Charge horizontale due à la glace en mouvement à des vitesses appropriées <i>Utiliser des valeurs de h correspondant à l'historique prévu de la glace en mouvement observée.</i>	NTM $V_{\text{moyeu}} < 0,7 V_{\text{ref}}$	NWLR	RF	*
	D8	Charge horizontale due à la glace en mouvement à des vitesses appropriées $h = h_{50}$ ou valeur la plus grande de la glace en mouvement.	EWM Modèle de vent turbulent $V_{\text{moyeu}} = V_1$	NWLR	U	N

7.5 Calculs de charge et d'effet de charge

7.5.1 Généralités

Les calculs de charge et d'effet de charge doivent être effectués en utilisant des méthodes appropriées tenant dûment compte de la réponse dynamique de la structure d'une éolienne en mer soumise à la combinaison des conditions externes applicables. Les recommandations du 7.5 de l'IEC 61400-1:2018 doivent être suivies, complétées par les recommandations spécifiques pour les éoliennes en mer décrites de 7.5.2 à 7.5.7 du présent document.

7.5.2 Pertinence des charges hydrodynamiques

Les charges hydrodynamiques agissant sur la structure de support d'une éolienne en mer ne peuvent affecter l'ensemble rotor-nacelle qu'indirectement par suite des vibrations dynamiques de ladite structure. Cette influence indirecte des charges hydrodynamiques sur l'ensemble rotor-nacelle est en général réduite et probablement négligeable selon les caractéristiques dynamiques de la structure de support.

Le concepteur peut omettre de prendre en considération l'influence des charges hydrodynamiques sur l'ensemble rotor-nacelle, s'il peut être démontré que l'effet de ces charges est négligeable. Dans tous les cas, comprenant le cas dans lequel l'influence des

charges hydrodynamiques n'est pas prise en considération pendant la conception de l'ensemble rotor-nacelle, l'intégrité structurelle doit être démontrée en tenant dûment compte des conditions maritimes de chaque site d'une éolienne en mer.

Pour ce qui concerne des calculs de charge associés à la conception de la structure de support d'une éolienne en mer, toutes les charges décrites de 7.3.1 à 7.3.6 doivent être prises en considération. Les calculs de charge doivent être fondés sur les conditions externes représentatives du site d'une éolienne en mer.

7.5.3 Calcul des charges hydrodynamiques

Le calcul des charges hydrodynamiques agissant sur la structure de support d'une éolienne en mer doit être effectué en utilisant les méthodes appropriées. L'Annexe C fournit des recommandations permettant de calculer les charges hydrodynamiques sur la structure, en tenant compte de l'effet des équipements accessoires et des concrétions marines.

L'effet des concrétions marines sur les charges hydrodynamiques appliquées sur la structure de support doit être pris en compte du fait de l'augmentation des dimensions externes de l'élément de structure de l'épaisseur moyenne prévue des concrétions marines "dures" et en classant les éléments de structure en "lisses" ou "rugueux", selon la quantité et l'épaisseur prévues des concrétions marines. En l'absence d'informations plus spécifiques, il convient de considérer par hypothèse que les concrétions marines colonisent les structures en mer du Nord à des hauteurs maximales de 2 m au-dessus du MSL. Pour d'autres emplacements géographiques, il convient de disposer de recommandations spécifiques au site.

Si l'épaisseur des concrétions marines est telle que certains assemblages de composants sont complètement bloqués, leur effet doit être correctement incorporé dans la modélisation des charges hydrodynamiques sur la structure de support.

7.5.4 Calcul des surcharges de glace de mer/lac

L'Annexe D fournit des recommandations permettant de calculer les charges statiques et dynamiques dues à la glace de mer/lac.

7.5.5 Évaluation d'amortissement globale pour les évaluations de la réponse de la structure de support

7.5.5.1 Généralités

Lors de la modélisation de la réponse dynamique des structures des éoliennes en mer, l'amortissement structurel global constitue un élément clé de la prévision des charges de fatigue et des charges ultimes des composants porteurs de la structure d'une éolienne en mer. Il convient de le sélectionner avec la plus grande attention. Plusieurs paramètres contribuent à l'amortissement d'une éolienne en mer, y compris la dissipation d'énergie provenant:

- de l'aéroélasticité;
- de hydrodynamique;
- des composants structurels;
- de la dissipation de l'énergie du sol;
- des dispositifs d'amortissement passif;
- des dispositifs d'amortissement actif ou des dispositifs de contrôle d'amortissement peuvent également être utilisés, mais ne sont pas traités dans cette section.

Ils sont généralement de nature différente. Certains sont visqueux, certains résultent de l'hystérèse des matériaux, tandis que d'autres sont semblables au frottement. Ainsi, l'amortissement peut être linéaire ou non linéaire avec des états variables. Il est souvent pratique de représenter l'amortissement par un amortissement à mode visqueux. Il est précisé que ce type d'amortissement visqueux équivalent dépend de l'amplitude d'oscillation.

L'amortissement visqueux est généralement exprimé sous la forme d'une fraction d'amortissement critique ou de décrétement logarithmique. Dans l'un ou l'autre cas, la fréquence modale et la masse sont implicites et une attention particulière doit être portée à l'adoption de l'amortissement d'un cas à l'autre – c'est-à-dire d'une taille d'éolienne à une autre.

Les simulations dynamiques, tenant compte d'un désalignement substantiel entre les directions du vent et des vagues, peuvent démontrer que la réponse de résonance de la structure de support existe à des niveaux élevés, celle-ci étant induite par les forces des vagues consécutives au très faible amortissement aéroélastique dans le sens latéral. Le concepteur doit veiller particulièrement à vérifier la fiabilité de la modélisation de l'amortissement du mouvement latéral de la structure de support.

7.5.5.2 Amortissement aéroélastique

La mise en œuvre aéroélastique du code de simulation doit tenir compte de l'amortissement aéroélastique.

7.5.5.3 Amortissement hydrodynamique

L'amortissement hydrodynamique constitue la contribution d'amortissement issue de l'interaction de la structure avec l'eau. Cette contribution d'amortissement comprend deux parties principales: amortissement par rayonnement et amortissement visqueux.

L'amortissement visqueux du fluide est le résultat de la vitesse relative de la partie humide de la structure et du fluide environnant. L'amortissement hydrodynamique visqueux est lié au terme de la traînée de l'écoulement dans l'équation de Morison. L'amortissement visqueux est pris en compte dans l'équation de Morison par les vitesses de particules relatives.

L'amortissement par rayonnement est le résultat des vibrations de la partie immergée de la structure, produisant de ce fait des ondes à rayonnement vers l'extérieur de la structure. Ce mécanisme représente une perte d'énergie du système et constitue par conséquent une forme d'amortissement.

7.5.5.4 Amortissement structural

L'amortissement structural représente principalement un amortissement matériel issu de relations contrainte-déformation hystérétiques. Les effets d'amortissement des éléments internes de la structure de support peuvent toutefois être inclus également dans cette valeur. Ces éléments internes comprennent, par exemple, les plates-formes, échelles, élévateurs et câbles verticaux à suspension lâche.

7.5.5.5 Amortissement du sol dû au frottement interne du sol

L'amortissement du sol est le résultat de la dissipation de l'énergie dans la masse du sol. Par comparaison avec les autres composantes d'amortissement, la caractérisation et la modélisation de l'amortissement du sol sont complexes et contribuent cependant de manière significative à l'amortissement total. L'amortissement du sol peut provenir de plusieurs sources y compris l'amortissement par rayonnement dans le sol, la dissipation de l'énergie due à la plasticité aux niveaux de sol supérieurs (amortissement par hystérèse), l'écoulement d'eau autour de la fondation dû à de pression interstitielle et au frottement interne produit de la déformation par cisaillement du sol à l'intérieur de la fondation.

Deux sources d'amortissement principales possibles sont identifiées: amortissement matériel du sol (interne) et amortissement (par rayonnement) géométrique. L'amortissement matériel du sol est un amortissement par hystérèse généralement spécifié pour une masse de sol particulière avec un rapport constant d'amortissement du sol. L'amortissement géométrique est analogue à l'amortissement par rayonnement des vagues. L'amortissement géométrique est non négligeable uniquement si la fréquence d'oscillation dépasse une valeur seuil qui dépend de la strate du sol à un emplacement donné. Il a été démontré que l'amortissement du

sol dépend des paramètres géotechniques et du niveau de charge de calcul appliqués. Il convient de prendre en considération les deux aspects.

7.5.5.6 Amortissement dû aux dispositifs d'amortissement passif

L'application des dispositifs d'amortissement passif permet d'augmenter l'amortissement global. L'effet d'amortissement de ces dispositifs doit être justifié par des mesurages et des essais.

7.5.6 Exigences de simulation

Les simulations dynamiques utilisant un modèle de dynamique structurelle sont généralement utilisées pour calculer les effets des charges de l'éolienne. Certains cas de charge ont une entrée de vent et/ou de vague stochastique. La période totale des données de charge, pour ces cas, doit être suffisamment longue pour assurer une fiabilité statistique de l'estimation des valeurs caractéristiques de l'effet de charge. En général, au moins six réalisations stochastiques de 10 min (ou une période continue d'une heure) doivent être exigées pour chaque vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu et chaque état de mer considérés dans les simulations. Cependant, concernant certains cas de charge de calcul, les exigences de calcul sont plus contraignantes:

- pour les DLC 2.1, 2.2 et 5.1, au moins douze simulations de 10 min doivent être effectuées pour chaque événement, à la vitesse du vent et à l'état de mer donnés;
- pour le DLC 1.1, le nombre et la période des simulations effectuées pour chaque combinaison de vitesse moyenne du vent et d'état de mer doivent être suffisants pour déterminer une distribution fiable de probabilités à long terme des valeurs extrêmes d'extrapolation par rapport aux caractéristiques de l'effet de charge;
- pour le DLC 1.2, le nombre et la période des simulations effectuées pour chaque combinaison de vitesse moyenne du vent et d'état de mer doivent être suffisants pour éviter toute dépendance par rapport à la vitesse – c'est-à-dire qu'il est généralement insuffisant de réutiliser la même vitesse de vague avec des vitesses de vent différentes. D'autre part, une simulation par vitesse moyenne du vent et combinaison des états de mer comprenant également différents désalignements peut assurer une précision suffisante;
- pour les DLC 1.6, 6.1, 6.2, 6.3, 7.1 et 8.2, au moins six simulations de vagues forcées d'une heure doivent être effectuées comme décrit en C.7.3. En variante, six groupes de six simulations de 10 min chacune peuvent être constitués, chacun des groupes étant équivalent à une simulation d'une heure. Pour au moins une simulation de 10 min dans chaque groupe de six simulations, la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu doit être prise comme la valeur de 10 min avec une période de retour de N -années, alors que pour d'autres simulations, la valeur de vitesse moyenne du vent pour une période de retour de N -années d'une heure avec un niveau de turbulences associé approprié peut être utilisée. De manière analogue, au moins une simulation de 10 min dans chaque groupe de six simulations doit contenir la hauteur de vague de retour de N -années, H_N . La hauteur des vagues significatives doit être prise comme la valeur comportant une période de retour de N -années pour chaque simulation. D'autres approches peuvent être adoptées si le concepteur peut démontrer que la réponse extrême estimée n'est pas moins extrême que celle obtenue avec des réalisations d'une heure. Il est constaté qu'un nombre plus important de simulations peut être exigé pour l'évaluation de la dégradation cyclique des propriétés du sol, six simulations étant toutefois suffisantes pour déterminer les charges de calcul.

La représentation spectrale des états de mer stochastiques exige un nombre minimal de composantes spectrales afin d'assurer la représentation de la forme de spectre et de la réponse de résonance potentielle, et d'éviter toute périodicité. Voir l'Article C.1.

Étant donné que les conditions initiales utilisées pour les simulations dynamiques ont généralement un effet sur les statistiques de l'effet de charge pendant le début de la période de simulation, les 5 premières secondes de données (ou plus si nécessaire) ne doivent pas

être prises en considération dans tout intervalle d'analyse impliquant une entrée de vent et/ou de vague stochastique.

Dans les cas de charge impliquant la simulation d'états de mer stochastiques et d'un influx turbulent dans lesquels une plage de vitesses de vent est donnée, la probabilité de dépassement pour la valeur caractéristique de l'effet de charge doit être calculée en considérant la distribution de probabilités conjointes des conditions de l'état de mer normale et des vitesses du vent spécifiques au site d'installation de l'éolienne en mer. Étant donné que de nombreux calculs de charge impliquent des simulations stochastiques de durée limitée, la valeur caractéristique de l'effet de charge déterminée pour la période de retour exigée peut être supérieure à toute valeur calculée dans la simulation.

Pour les cas de charge avec champ de vent déterministe spécifié et états de mer stochastiques associés, c'est-à-dire DLC 1.4, 1.5, 2.3, 3.2, 3.3 et 4.2 (sauf si les états de mer sont exclus comme indiqué en 7.4.1), la valeur caractéristique de l'effet de charge doit être la valeur transitoire calculée la plus défavorable obtenue comme la moyenne des effets de charge calculés du cas de charge le plus défavorable pour les états de mer stochastiques associés. Lorsqu'un influx turbulent est utilisé avec des états de mer stochastiques, la moyenne des effets de charge calculés du cas le plus défavorable pour les différentes réalisations stochastiques doit être prise, sauf pour les DLC 2.1, 2.2 et 5.1. La valeur caractéristique de l'effet de charge doit être la valeur moyenne de la plus grande moitié des effets de charge maximaux. Spécifiquement pour les DLC 1.6, 6.1, 6.2, 6.3, 7.1 et 8.2 qui exigent au moins six simulations de vagues forcées d'une heure, il est admis d'appliquer les étapes suivantes en variante:

- 1) Simulation de six groupes constitués de six simulations de 10 min. Dans chaque groupe, au moins une simulation de 10 min doit contenir la vague intégrée limitée (voir C.7.3).
- 2) L'effet de charge calculé du cas de charge le plus défavorable de chacun des six groupes est déterminé, c'est-à-dire qu'il s'agit de la valeur (généralement la plus grande) du cas de charge le plus défavorable contenue dans chaque groupe de six simulations. Cette valeur remplace la valeur du cas de charge le plus défavorable qui aurait été autrement obtenue à partir d'une simulation d'une heure.
- 3) La valeur de calcul est la valeur moyenne des six valeurs obtenues à l'étape précédente.

7.5.7 Autres exigences

Les charges telles que décrites de 7.3.1 à 7.3.7 doivent être prises en compte pour chaque cas de charge de calcul. Le cas échéant, les éléments suivants doivent également être pris en compte:

- les perturbations du champ de vent en raison de l'éolienne elle-même (vitesses induites par sillage, ombre portée du mât, etc.);
- l'influence du débit tridimensionnel sur les caractéristiques aérodynamiques de la pale (par exemple, décrochage tridimensionnel et perte aérodynamique en extrémité de pale);
- les effets aérodynamiques instables;
- la dynamique structurelle et le couplage des modes vibrationnels;
- les effets aéroélastiques;
- le comportement du système de commande et de protection de l'éolienne;
- l'influence du givrage des pales ou d'autres parties d'une éolienne en mer sur ses caractéristiques aérodynamiques et dynamiques;
- les propriétés statiques et dynamiques de l'interaction de la fondation et du plancher océanique. Le concepteur doit particulièrement tenir compte des non-linéarités de l'interaction de la fondation et du plancher océanique, ainsi que de l'incertitude et de la variation temporelle potentielle à long terme des propriétés dynamiques, du fait de l'affouillement, des vagues de sable, etc. La solidité de la conception d'une éolienne en mer, vis-à-vis des variations des fréquences de résonance de la structure de support et des variations des charges de la fondation, doit être évaluée;

- l'influence de la masse des concrétions marines cumulées sur les fréquences de résonance et sur les charges dynamiques de la structure de support;
- la réponse dynamique de l'éolienne à la combinaison des charges aérodynamiques et hydrodynamiques;
- la cinématique non linéaire de vague (se reporter à l'Annexe B);
- la diffraction (se reporter à l'Annexe C).

Dans de nombreux cas, les déformations ou contraintes locales pour les emplacements critiques dans un composant donné de l'éolienne sont fixées par des charges multiaxiales simultanées. Dans ces cas, des séries temporelles de charges orthogonales résultant de simulations sont parfois utilisées pour spécifier les charges de calcul. Lorsque de telles séries temporelles de composantes orthogonales sont utilisées pour calculer les charges de fatigue et les charges ultimes, elles doivent être combinées afin de préserver à la fois la phase et l'amplitude. Ainsi, la méthode directe est fondée sur la dérivée de la contrainte significative comme valeur en fonction du temps. Les méthodes de prévision de charges extrêmes et de charges de fatigue peuvent alors être appliquées à ce signal unique, en évitant les problèmes de combinaison de charges.

Les composantes de charges ultimes peuvent également être combinées de façon prudente en considérant par hypothèse l'occurrence simultanée des valeurs des composantes les plus défavorables. Dans le cas où cette option est retenue, des valeurs de composantes extrêmes minimales et maximales doivent être appliquées dans toutes les combinaisons possibles afin d'éviter tout défaut de prudence.

Les exigences d'évaluation du désalignement vent-vagues sont spécifiées en 6.3.3.2. Dans le cas où il est tenu compte de la distribution des directions du vent et des vagues multidirectionnels, la répartition des contraintes directionnelles qui en résulte doit être prise en considération.

Il convient de définir la condition de conception d'évaluation des criques de fissuration dans le béton et dans le sol. Il est recommandé d'utiliser l'une des solutions alternatives suivantes, fondées sur les cas de charge de production (DLC 1.2):

- la charge due au moment de flexion, dépassée 1 % du temps;
- la charge due au moment de flexion associé à la poussée moyenne maximale plus 1,28 fois l'écart type (fractile à 90 %).

7.6 Analyse de l'état limite ultime

7.6.1 Méthode

7.6.1.1 Généralités

Le présent document utilise le format de facteur de sécurité partielle pour représenter les incertitudes et la variabilité des charges et des matériaux, les incertitudes des méthodes d'analyse et l'importance des composants structurels par rapport aux conséquences de défaillance.

L'analyse de l'état limite ultime de l'ensemble rotor-nacelle d'une éolienne en mer doit satisfaire aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1. Pour ce qui concerne la conception de la structure de support, les dispositions stipulées en 7.6.1.2 doivent être suivies.

7.6.1.2 Format du facteur de sécurité partielle

7.6.1.2.1 Généralités

Le niveau de sécurité d'une structure ou d'un composant structurel est considéré comme satisfaisant lorsque l'effet de la charge de calcul, S_d , ne dépasse pas la résistance de conception R_d :

$$S_d \leq R_d \quad (17)$$

Il s'agit du critère de conception. Le critère de conception est également connu comme étant l'inégalité de conception. L'équation correspondante $S_d = R_d$ constitue l'équation de conception.

7.6.1.2.2 Effet de charge de calcul

Il existe deux approches d'établissement de l'effet de charge de calcul, S_{di} , associé à une charge particulière F_i .

Approche 1 – l'effet de charge de calcul, S_{di} , est obtenu par la multiplication de la valeur caractéristique de l'effet de charge, S_{ki} , par un facteur de charge spécifié, γ_{fi} .

$$S_{di} = \gamma_{fi} S_{ki} \quad (18)$$

où la valeur caractéristique de l'effet de charge, S_{ki} , est déterminée dans une analyse structurale pour la charge caractéristique, F_{ki} .

Approche 2 – l'effet de charge de calcul S_{di} est obtenu à partir d'une analyse structurale de la charge de calcul F_{di} , dans laquelle ladite charge F_{di} est obtenue par multiplication de la charge caractéristique F_{ki} par un facteur de charge spécifié γ_{fi} .

$$F_{di} = \gamma_{fi} F_{ki} \quad (19)$$

La première approche est généralement utilisée pour déterminer l'effet de charge de calcul lorsqu'une représentation correcte de la réponse dynamique constitue la préoccupation principale, tandis que la seconde approche est généralement utilisée si une représentation correcte du comportement non linéaire des matériaux ou des non-linéarités géométriques ou les deux constituent les principales préoccupations. La première approche s'applique typiquement à la détermination des effets de charge de calcul dans la structure de support, comprenant le mât, à partir des charges de vent sur l'éolienne, tandis que la seconde approche s'applique typiquement à la conception de la sous-structure (ou simplement la fondation), avec les effets de charge au niveau de l'interface mât-sous-structure (ou de la sous-structure) appliqués en tant que condition aux limites. Les différences entre les deux approches sont illustrées à la Figure 4 ci-dessous.

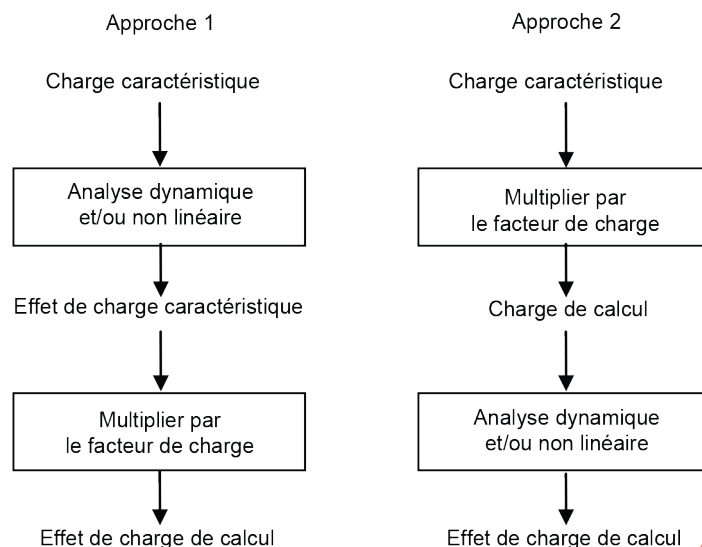


Figure 4 – Deux approches pour calculer l'effet de charge de calcul

7.6.1.2.3 Résistance de conception

Il existe deux approches d'établissement de la résistance de conception, R_d , d'un composant structurel particulier.

Approche 1 – la résistance de conception est déterminée à partir de la résistance caractéristique du matériau:

$$R_d = R \left(\frac{1}{\gamma_m} f_k \right) \quad (20)$$

où γ_m est le facteur de matériau correspondant à la résistance du matériau et f_k est la valeur caractéristique correspondante à la résistance du matériau.

Approche 2 – la résistance de conception est déterminée à partir de la résistance caractéristique du composant structurel particulier:

$$R_d = \frac{1}{\gamma_m} R_k \quad (21)$$

où γ_m est le facteur de matériau correspondant au composant particulier et R_k est la valeur caractéristique de la résistance du composant.

L'équation (18) est utilisée, avec l'équation (21), selon les dispositions de l'IEC 61400-1. Certaines normes, par exemple, l'ISO 19902, exigent l'utilisation de l'équation (19) conjointement avec l'équation (21), tandis que d'autres normes, par exemple, l'ISO 19903, combinent l'équation (19) et l'équation (20).

7.6.2 Analyse de la résistance à la rupture

7.6.2.1 Généralités

Le système et les résistances de conception des composants de la structure de support doivent être déterminés conformément aux normes ISO de conception structurelle en mer, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer. En variante, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à l'IEC 61400-1. Les cas de charge de calcul de résistance à la rupture et les facteurs de sécurité de charge associés spécifiés dans le présent document (IEC 61400-3-1) doivent être utilisés dans la conception de la structure de support.

Pour chaque composant de la structure de support évalué et pour chaque cas de charge du Tableau 2 dans lequel l'analyse de la résistance à la rupture est appropriée, le critère de conception dans l'équation (17) doit être vérifié pour l'état limite le plus critique, identifié sur la base de la marge la plus faible.

Si la conception structurelle de la sous-structure et de la fondation est réalisée conformément aux normes ISO, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer, fondées sur des principes de conception similaires, l'Approche 2 du 7.6.1.2.2 doit être utilisée pour représenter correctement l'influence des non-linéarités du sol. Dans une situation de conception typique, les charges principales sont les charges de vent et les charges hydrodynamiques, s'ajoutant aux charges permanentes. Les effets de charge de calcul dans la fondation et dans la sous-structure peuvent être déterminés à partir d'une analyse structurelle effectuée en appliquant les effets des charges de conception dues au vent en tant que charges externes à un niveau d'interface approprié, comme une bride du mât ou le fond océanique, outre les valeurs de calcul des charges hydrodynamiques et des charges permanentes.

L'Approche 1 du 7.6.1.2.2 peut être utilisée pour déterminer les effets de charges de calcul par l'application d'un facteur de sécurité de charge commun aux valeurs caractéristiques des effets des charges résultant d'une analyse dynamique intégrée des charges caractéristiques combinées de vent, hydrodynamiques et permanentes. Dans ce cas, une attention particulière doit être accordée à l'étalonnage des facteurs de sécurité partielle pour compenser l'absence de modélisation du sol et les non-linéarités de la sous-structure, dans la réponse. L'étalonnage doit assurer que le même niveau de la fiabilité structurelle est obtenu, comme l'impliquent les dispositions du présent document, y compris les références faites aux normes ISO de conception correspondantes.

7.6.2.2 Facteurs de sécurité partielle des charges

Les facteurs de sécurité partielle des charges doivent en général être égaux aux valeurs spécifiées dans l'IEC 61400-1. Comme indiqué dans l'IEC 61400-1, les facteurs de sécurité partielle pour les DLC 6.1 et DLC 6.2 sont déduits en considérant par hypothèse que le coefficient de variation de la vitesse maximale annuelle du vent est inférieur à 15 %, ce qui n'est pas toujours le cas dans des conditions cycloniques. Outre les recommandations de l'IEC 61400-1, l'Annexe I fournit des recommandations concernant les niveaux de sécurité pour les conditions cycloniques tropicales.

7.6.2.3 Facteurs de sécurité partielle des résistances et des matériaux

Le système et les résistances de conception des composants de la structure de support doivent être déterminés conformément aux normes ISO de conception structurelle en mer, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer. Les formules d'évaluation des résistances ultimes de conception, leurs valeurs caractéristiques associées pour les résistances des matériaux et/ou les résistances au sens général, ainsi que leurs facteurs de sécurité associés aux matériaux et/ou aux résistances doivent donc être issus des normes mentionnées ci-dessus. En variante, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à l'IEC 61400-1.

7.6.3 Rupture par fatigue

Le système et les résistances de conception des composants de la structure de support doivent être déterminés conformément aux normes ISO de conception structurelle en mer, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer. Les formules d'évaluation des résistances de calcul de fatigue, leurs valeurs caractéristiques associées pour les résistances des matériaux et/ou les résistances au sens général, ainsi que leurs facteurs de sécurité associés aux matériaux et/ou aux résistances doivent donc être issus des normes mentionnées ci-dessus. En variante, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à l'IEC 61400-1. Les cas de charge de calcul de fatigue et les facteurs de sécurité de charge associés spécifiés dans le présent document (IEC 61400-3-1) doivent être utilisés dans la conception de la structure de support.

Pour chaque composant de la structure de support évalué et pour chaque cas de charge du Tableau 2 et du Tableau 3 dans lesquels l'analyse de la résistance à la fatigue est appropriée, le critère de conception doit être vérifié pour l'état limite le plus critique, identifié sur la base de la marge la plus faible.

Le dommage par fatigue cumulé au cours de la durée de vie est influencé par la disponibilité d'une éolienne. Cette disposition exclut les périodes de construction et de mise en service. Dans certains cas, il est prudent de définir par hypothèse une disponibilité à 100 % lors de l'évaluation des charges de fatigue, alors que dans d'autres cas (y compris d'autres composantes de charges), il peut être prudent de définir par hypothèse une valeur de disponibilité inférieure. Dans ce type de cas, le concepteur doit estimer une valeur de disponibilité prudemment faible. En l'absence d'autres informations, une valeur de 90 % peut être définie par hypothèse.

7.6.4 Facteurs spéciaux de sécurité partielle

Des facteurs inférieurs de sécurité partielle des charges peuvent être utilisés lorsque l'amplitude des charges a été établie par mesurage, ou par analyse confirmée par mesurage, à un degré de confiance supérieur à la normale. Les valeurs de tous les facteurs de sécurité partielle utilisés doivent être mentionnées dans les documents de conception.

7.6.5 Évaluation des charges cycliques pour l'évaluation de la fondation

Il convient que l'évaluation des charges cycliques pour les pieux de fondation suive les principes exposés dans l'ISO 19902. Si la considération explicite des charges cycliques est assurée, les cas de charge appropriés à l'évaluation des charges cycliques doivent être sélectionnés comme suit:

- Les charges opérationnelles telles qu'incluses pour l'évaluation des états FLS doivent être évaluées par les spectres de charges cumulés au cours de la durée de vie des structures;
- Il n'est pas nécessaire de prendre en considération les cas de charge ULS anormaux pour l'évaluation des charges cycliques dans la mesure où la probabilité d'occurrence est très faible ou la réponse est transitoire, les principaux cycles apparaissant tout d'abord dans la séquence de charges;
- Les cas de charge ULS normaux qui entraînent les charges caractéristiques les plus extrêmes doivent être étudiés. Une prise en compte appropriée du régime de charges avant et après l'occurrence de l'événement extrême doit être incluse.

Il est prudent d'utiliser la méthode de comptage des demi-cycles lors du comptage des cycles. Les méthodes de croisement par niveaux moyens sont admises pour le comptage des cycles. La dégradation cyclique dépend largement des cycles les plus sévères. Ainsi, les résultats peuvent présenter une sensibilité aux réalisations stochastiques et la réduction de la sensibilité à la vitesse doit faire l'objet d'une attention particulière.

8 Système de commande

Le fonctionnement et la sécurité d'une éolienne en mer doivent être régis par un système de commande satisfaisant aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1.

Des dispositions doivent être prises pour assurer une protection adéquate de tous les composants du système de commande et de protection contre les effets de l'environnement marin. Des recommandations concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe G.

Par ailleurs, les dispositions suivantes doivent s'appliquer:

Il doit être possible d'arrêter le rotor par une commande à distance à utiliser avant l'arrivée potentielle de personnel, si nécessaire pour assurer la sécurité de ce dernier.

Si la sécurité du personnel le nécessite (par exemple, pour des opérations hélitreuillées ou pour éviter des collisions potentielles entre une extrémité de pale et un navire), la commande à distance du système d'orientation, ainsi que son immobilisation également à distance, doivent être possibles sur demande du pilote d'un hélicoptère ou d'un navire manœuvrant à proximité de l'éolienne.

Si des systèmes autres que des dispositifs de blocage sont utilisés pour ces immobilisations (par exemple, freins d'orientation ou freins à disques mécaniques), des mesures doivent être prises pour éviter en toute sécurité tout glissement.

Des indicateurs appropriés doivent être installés sur l'éolienne en mer afin d'informer le personnel en approche de l'immobilisation du rotor et du système d'orientation.

En cas d'immobilisation automatique/à distance du rotor et/ou du système d'orientation, des mesures doivent être prises qui empêchent tout redémarrage automatique/à distance de ces systèmes, sauf sur demande du personnel présent sur l'éolienne et/ou dans l'hélicoptère/navire. Le personnel présent sur l'éolienne doit pouvoir désactiver les redémarrages automatiques/à distance du rotor et/ou du système d'orientation avant de pénétrer dans des zones à risque. Une note appropriée doit être intégrée aux documents d'utilisation correspondants.

9 Systèmes mécaniques

Un système mécanique, pour les besoins du présent document, est tout système ne comprenant pas uniquement des composants structurels statiques et des composants électriques, mais qui utilise ou transmet un mouvement relatif par la combinaison d'arbres, liaisons mécaniques, paliers, pièces glissantes, engrenages et autres dispositifs. À l'intérieur d'une éolienne, ces systèmes peuvent comprendre des éléments de transmission tels que les multiplicateurs, les arbres et les raccords, et des organes auxiliaires tels que les freins, les commandes de pas de pale et les entraînements du dispositif d'orientation. Les organes auxiliaires peuvent être entraînés par des moyens électriques, hydrauliques ou pneumatiques.

La conception de tous les systèmes mécaniques d'une éolienne en mer doit satisfaire aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1.

Des dispositions doivent être prises pour assurer une protection adéquate de tous les systèmes mécaniques contre les effets de l'environnement marin. Des recommandations concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe G.

10 Système électrique

Le "système électrique" d'une installation d'éolienne en mer comporte tous les équipements électriques installés dans chaque éolienne en mer, y compris l'appareillage à haute tension; il est appelé ci-après "système électrique de l'éolienne".

Le système de collecte de puissance n'est pas couvert par le présent document.

La conception du système électrique d'une éolienne en mer doit satisfaire aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1, sauf s'il est évident que ces exigences ne sont pertinentes que pour un site terrestre.

Des dispositions doivent être prises pour assurer une protection adéquate de tous les composants électriques contre les effets de l'environnement marin, en choisissant une classe de corrosion, une classe climatique, une classe environnementale et une classe de pollution appropriées, ainsi qu'un degré de protection IP (*ingress protection*) procuré par les enveloppes conforme aux codes et aux règlements de conception nationaux et internationaux applicables. Des recommandations concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe G.

Le concepteur doit accorder une attention toute particulière aux exigences relatives à l'isolation électrique, aux atmosphères salines, à l'humidité et à la température, ainsi qu'aux exigences de ventilation. Il doit également accorder une attention toute particulière à la présence d'humidité et/ou de condensation, à la possibilité de suintement d'eau, aux chocs ou aux vibrations mécaniques, ainsi qu'aux exigences de maintenance éventuelles afin de préserver l'intégrité du système électrique de l'éolienne.

11 Conception de la fondation et de la sous-structure

La conception et l'analyse structurelle de la fondation et de la sous-structure d'une éolienne en mer doivent être effectuées conformément aux normes ISO de conception structurelle et géotechnique d'installations en mer ou à d'autres normes de conception reconnues relatives aux installations en mer. Les cas de charge de calcul et les facteurs de sécurité de charge associés spécifiés dans le Tableau 2 et dans le Tableau 3 du présent document doivent être utilisés comme base de la conception de la fondation.

Lorsque la conception et l'analyse sont effectuées conformément à l'ISO 19900, les normes suivantes sont appropriées. Les exigences géotechniques et spécifiques à la fondation, relatives aux aspects des sciences de la terre et des techniques de fondation applicables à un large éventail de structures en mer, sont fondées sur l'ISO 19901-4. La conception des fondations constituées de pieux, traditionnellement associées aux structures fixes en acier, est décrite en détail dans l'ISO 19902. Les exigences particulières pour la conception des fondations peu profondes, traditionnellement associées aux structures fixes en béton, sont décrites en détail dans l'ISO 19903.

La fondation doit être conçue pour supporter les actions statiques et dynamiques (aussi bien répétitives que transitoires) sans déformation ou vibrations excessives dans la structure. Une attention particulière doit être accordée aux effets des actions répétitives et transitoires sur la réponse structurelle, ainsi que sur la résistance des sols portants. La possibilité de mouvement du fond océanique par rapport aux éléments de la fondation doit être étudiée. Les charges provoquées par de tels mouvements, si leur apparition est attendue, doivent être prises en compte dans la conception.

Les charges agissant sur la sous-structure et/ou la fondation pendant le transport et l'installation doivent être prises en considération. Pour les structures constituées de pieux

(voir la Figure 1), une analyse doit être réalisée pour calculer les dommages par fatigue¹⁹ subis par le pieu lors de son enfoncement dans le plancher océanique. L'analyse de fatigue doit considérer les charges associées à l'impact de l'enfoncement du pieu, en tenant compte de sa dynamique structurelle et de l'augmentation des contraintes dues aux caractéristiques de conception du pieu et à son processus d'enfoncement.

Des dispositions doivent être prises pour assurer la protection adéquate de tous les composants de la structure de support de l'éolienne contre les effets de la corrosion (se reporter à l'Annexe G).

12 Assemblage, installation et montage

12.1 Généralités

Le fabricant d'une éolienne en mer doit fournir un manuel d'installation décrivant clairement les exigences d'installation pour la structure et les équipements de l'éolienne. L'installation d'une éolienne en mer doit être réalisée par un personnel formé ou instruit pour ces activités.

Le site d'une éolienne en mer doit être préparé, entretenu, exploité et géré afin de pouvoir exécuter le travail de façon sûre et efficace. Il convient d'y inclure des procédures destinées à éviter tout accès non autorisé, le cas échéant. Il convient que l'opérateur identifie et atténue les dangers existants et potentiels.

L'ingénierie détaillée d'installation doit être exécutée. Les listes de vérification des activités planifiées doivent être préparées et les enregistrements complets doivent être maintenus pendant la construction et la mise en service pour fournir des données conformes à l'exécution.

Le cas échéant, le personnel d'installation doit utiliser des équipements de protection individuelle homologués pour les yeux, les pieds, les oreilles et la tête. Il convient de former à ce travail l'ensemble du personnel escaladant les mâts ou travaillant au-dessus du sol ou du niveau de l'eau. Ce personnel doit utiliser des harnais de sécurité et des dispositifs d'aide à l'escalade homologués. D'autres dispositifs de sécurité comprennent des combinaisons de survie et des aides à la flottabilité.

Tous les équipements doivent être maintenus en bon état et être adaptés à la tâche à laquelle ils sont destinés. Les grues, les treuils et les engins de levage, y compris toutes les élingues, ainsi que tous les crochets et tout autre appareillage, doivent être adéquats pour un levage en toute sécurité et homologués.

Il convient d'accorder une attention particulière à l'installation de l'éolienne en mer dans des conditions inhabituelles, telles que la grêle, la foudre, les vents forts, les séismes, le givrage, de fortes vagues, des conditions de marée extrême, etc.

Les procédures d'installation doivent être telles que le travail puisse, si nécessaire, être interrompu sans mettre le personnel en danger ou entraîner des charges inacceptables pour la construction. Dans le cas d'un mât dressé sans nacelle, des mesures appropriées doivent être prises afin d'éviter des vibrations transversales produites par les tourbillons, qu'elles soient dues au vent ou aux courants. Les vitesses de vent critiques et les mesures de précaution doivent être stipulées dans le manuel d'installation.

Avant toute activité de construction sur le site d'installation d'une éolienne en mer, toute structure provisoire ou permanente prévue, considérée comme constituant un obstacle à la navigation maritime et à l'aviation, doit être annoncée suffisamment à l'avance et doit être

¹⁹ Les dommages par fatigue cumulés pendant l'enfoncement du pieu peuvent représenter une part importante du nombre total de dommages cumulés par le pieu au cours de la durée de vie de l'éolienne en mer.

indiquée sur les cartes et dans les bases de données correspondantes, en donnant la position, l'étendue et l'élévation. Le balisage lumineux et la signalisation des obstacles doivent satisfaire aux règlements et codes nationaux et internationaux appropriés.

Tous les aspects des opérations d'hélicoptère concernant la sécurité structurelle des plateformes d'atterrissage, les dégagements, la protection contre l'incendie, la signalisation, etc. doivent satisfaire aux règlements et codes nationaux et internationaux appropriés.

L'ISO 29400 fournit des recommandations concernant la planification et l'ingénierie des opérations portuaires et maritimes associées au transport, à l'installation et à la maintenance des éoliennes en mer fixes.

12.2 Planification

L'assemblage, le montage et l'installation des éoliennes et des équipements associés doivent être planifiés de manière à effectuer le travail en toute sécurité et conformément aux règlements locaux et nationaux. Outre les procédures pour l'assurance de la qualité, la planification doit comprendre, le cas échéant, les points suivants:

- les schémas détaillés et les spécifications relatives au travail et au plan de contrôle;
- les règles permettant l'exécution en toute sécurité des travaux de terrassement, des travaux à l'explosif et autres activités ayant trait à la construction de la fondation et aux travaux sous-marins, par exemple, enfoncement de pieux, pose d'une protection contre l'affouillement et pose de câbles;
- les règles relatives à la manutention correcte des éléments intégrés tels que les fondations, les boulons, les ancrages et l'acier d'armature;
- les règles relatives à la composition du béton, à la livraison, à l'échantillonnage, au coulage, à la finition et à l'emplacement des conduits;
- les procédures relatives à l'installation du mât et d'autres ancrages;
- les règles concernant la santé, la sécurité et l'environnement, relatives au travail en mer, y compris les règles de sécurité pour la plongée;
- les procédures d'évacuation (y compris les procédures de surveillance des conditions de vent et des états de mer, et lorsque l'évacuation est ordonnée).

12.3 Conditions d'installation

Lors de l'installation d'une éolienne en mer, le site doit être maintenu dans un état qui ne comporte aucun risque en matière de sécurité ou de navigation.

12.4 Accès au site

L'accès au site doit être sûr et les facteurs suivants doivent être pris en compte:

- les barrières et les voies d'accès;
- les zones d'exclusion;
- la circulation;
- la capacité de portance de l'accès au site;
- la manutention et le déplacement des équipements sur le site;
- le système d'accès navire-éolienne;
- le système d'accès hélicoptère-éolienne.

12.5 Conditions d'environnement

Lors de l'installation, les limites environnementales spécifiées par le fabricant doivent être observées. Il convient de prendre en considération les éléments suivants:

- la vitesse du vent;
- la neige et la glace;
- la température ambiante;
- la foudre;
- la visibilité;
- la pluie;
- la hauteur de vague;
- la profondeur d'eau insuffisante.
- les courants;
- les marées.

12.6 Documentation

Le fabricant d'une éolienne en mer doit fournir les schémas, les spécifications et les instructions relatives aux procédures d'assemblage, d'installation et de montage de l'éolienne. Le fabricant doit fournir des informations détaillées sur l'ensemble des charges, poids, points de levage et outils et procédures spéciaux nécessaires à la manutention et à l'installation en toute sécurité de l'éolienne en mer. Le fabricant doit fournir une appréciation du risque de toutes les activités dangereuses.

12.7 Réception, manutention et stockage

La manutention et le transport des équipements constitutifs de la génératrice d'une éolienne, lors de l'installation, doivent être effectués au moyen d'équipements dont l'adéquation à la tâche a été confirmée et conformément aux pratiques recommandées du fabricant.

Lorsqu'il existe un risque de déplacement provoqué par le vent et/ou les vagues avec un risque de dommage conséquent, les pales, nacelles, autres pièces aérodynamiques, ainsi que les caisses légères doivent être maintenues en place.

12.8 Systèmes de la structure de support

Lorsque le fabricant le spécifie en vue d'une installation ou d'un assemblage en toute sécurité, des outils spéciaux, des gabarits et des fixations, ainsi que d'autres appareils doivent être utilisés.

12.9 Assemblage de l'éolienne en mer

Une éolienne en mer doit être assemblée selon les instructions du fabricant. Le contrôle doit être effectué pour confirmer la lubrification correcte et le conditionnement avant emploi de tous les composants.

12.10 Montage de l'éolienne en mer

Une éolienne en mer doit être montée par du personnel formé et instruit aux pratiques adéquates et sûres en matière de montage en mer. Indépendamment de la formation spécifique ayant trait à l'installation de l'éolienne, la formation doit au moins inclure:

- les premiers soins;
- les procédures particulières aux activités en mer (par exemple, l'utilisation des radeaux et gilets de sauvetage, combinaisons spéciales, dispositifs de survie en mer);
- les procédures d'évacuation, ainsi que celles dédiées aux personnes blessées ou ayant perdu connaissance;
- l'utilisation de navires, hélicoptères et systèmes d'accès en mer (avec une attention spéciale pour les procédures de transfert nocturne sécurisées).

Tout travail doit être réalisé par au moins 2 personnes, équipées des moyens de communication appropriés.

Aucune partie du système électrique d'une éolienne en mer ne doit être sous tension au cours du montage, sauf si cela est nécessaire à ce processus. Dans ce cas, l'alimentation de ces équipements doit être effectuée conformément à une procédure écrite communiquée par le fournisseur de l'éolienne.

Tous les éléments pour lesquels un mouvement (rotation ou translation) peut entraîner un danger potentiel doivent être protégés contre tout mouvement intempestif au cours du processus de montage.

12.11 Dispositifs de fixation et attaches

Les dispositifs de fixation filetés et autres dispositifs d'attache doivent être installés selon le couple recommandé par le fabricant de l'éolienne et/ou d'autres instructions. Les dispositifs de fixation identifiés comme étant critiques doivent être vérifiés et les procédures destinées à confirmer le couple de montage, ainsi que d'autres exigences doivent être obtenues et employées.

En particulier, le contrôle doit être effectué afin de confirmer les points suivants:

- l'assemblage et le raccordement corrects des haubans, câbles, tendeurs, mâts de levage et autres appareils et dispositifs;
- la fixation correcte des appareils de levage exigés pour un montage en toute sécurité.

12.12 Grues, treuils et équipements de levage

Les grues, treuils et équipements de levage, y compris toutes les élingues de levage, ainsi que tous les crochets et autres appareils exigés pour un montage en toute sécurité, doivent être adaptés à un levage et à la mise en place finale en toute sécurité des charges. Il convient que les instructions et la documentation du fabricant relatives au montage et à la manutention fournissent des informations sur les charges prévues et les points de levage en toute sécurité des composants et/ou assemblages. Tous les équipements de levage, élingues et crochets doivent être soumis à des essais et certifiés par rapport à la charge admissible.

13 Mise en service, fonctionnement et maintenance

13.1 Généralités

Les procédures de mise en service, fonctionnement, de contrôle et maintenance doivent être spécifiées dans le manuel de l'éolienne en mer, en tenant dûment compte de la sécurité du personnel.

La conception doit intégrer des dispositions pour un accès sûr à tous les composants, à des fins de contrôle et de maintenance. Le système d'accès doit satisfaire aux règlements locaux, nationaux et internationaux appropriés.

Les exigences de l'Article 10 couvrent également les équipements de mesure électrique installés temporairement dans l'éolienne en mer à des fins de mesurages.

Le cas échéant, le personnel d'exploitation et de maintenance doit utiliser des équipements de protection individuelle homologués pour les yeux, les pieds, les oreilles et la tête. L'ensemble du personnel escaladant les mâts ou travaillant au-dessus du sol ou du niveau de l'eau doit être formé à ce travail. Ce personnel doit utiliser des harnais de sécurité et des dispositifs d'aide à l'escalade homologués. D'autres dispositifs de sécurité comprennent des gilets de sauvetage, combinaisons isothermes et aides à la flottabilité.

13.2 Exigences de conception pour le fonctionnement, le contrôle et la maintenance en toute sécurité

Le fonctionnement normal d'une éolienne en mer assuré par le personnel d'exploitation doit être possible au niveau de la plateforme. Une commande manuelle prioritaire locale marquée et située sur le système de commande automatique/à distance doit être prévue.

Les événements externes détectés comme des pannes, mais non critiques pour la sécurité future d'une éolienne en mer, tels que la perte et le rétablissement de la charge électrique, peuvent autoriser un retour automatique à la normale après achèvement du cycle d'arrêt.

Les protecteurs destinés à protéger le personnel contre tout contact accidentel avec les composants mobiles doivent être fixes, à moins qu'un accès fréquent ne soit prévu et qu'ils puissent être déplaçables.

Les protecteurs doivent:

- être de construction solide;
- être difficiles à contourner;
- dans toute la mesure du possible, permettre l'exécution des travaux de maintenance essentiels sans nécessiter leur démontage.

Toute passerelle ou plateforme montée sur la structure de support d'une éolienne en mer doit être située au-dessus de la zone d'éclaboussure. Pour des raisons de sécurité, il convient d'envisager l'élimination des concrétions marines. En cas de risque de givrage sur le site, la limitation d'accessibilité aux échelles et aux plateformes dans des conditions de givrage doit être prise en considération. Il doit également être tenu compte du risque de dommage aux structures du fait des chutes de glace.

La conception doit comprendre un dégagement vertical minimal adéquat entre l'extrémité d'une pale en rotation et toute passerelle ou plateforme utilisée lors du fonctionnement de l'éolienne.

La conception doit prévoir des dispositions pour l'utilisation d'un équipement de diagnostic et de recherche de pannes.

Afin d'assurer la sécurité du personnel de contrôle et de maintenance, la conception doit intégrer:

- des chemins d'accès et des postes de travail sûrs pour le contrôle et la maintenance de routine;
- des moyens adéquats de protection du personnel contre tout contact accidentel avec des composants tournants ou des pièces mobiles;
- des dispositions relatives à la protection des cordages et harnais de sécurité ou autres dispositifs de protection homologués en cas d'escalade ou de travail au-dessus de la plateforme;
- des dispositions relatives au blocage de la rotation du rotor et du mécanisme d'orientation ou de tout autre mouvement mécanique, tel que les pas de pales, lors de l'entretien, selon les conditions de vent et les situations de conception spécifiées en DLC 8.1, ainsi que des dispositions pour un déblocage en toute sécurité;
- des signaux d'avertissement pour les conducteurs sous tension;
- des dispositifs adaptés pour la décharge de l'électricité accumulée;
- une protection adaptée du personnel contre l'incendie;
- une autre issue de secours à partir de la nacelle;

- des dispositions pour emprunter une autre sortie de secours à partir de l'éolienne en mer, en cas d'urgence;
- des dispositions pour assurer un séjour d'une semaine dans une éolienne en mer (nourriture, eau, chauffage, vêtements/couvertures);
- des équipements de sécurité en mer (tels que gilets de sauvetage, radeau de sauvetage, lampes/balises lumineuses, pistolet d'alarme, fusées éclairantes).

Les procédures de maintenance doivent exiger des dispositions de sécurité pour le personnel qui pénètre dans tout lieu de travail confiné, tel que l'intérieur du moyeu ou d'une pale, ce qui permet au personnel de garde d'être informé de toute situation dangereuse afin de déclencher immédiatement des procédures de sauvetage, si nécessaire.

Le fonctionnement du balisage lumineux et de la signalisation des obstacles concernant la navigation maritime et aérienne doit satisfaire aux règlements et codes nationaux et internationaux appropriés.

13.3 Instructions concernant la mise en service

13.3.1 Généralités

Le fabricant doit fournir des instructions de mise en service.

13.3.2 Alimentation

Les instructions du fabricant doivent comporter une procédure destinée à l'alimentation initiale du système électrique de l'éolienne.

13.3.3 Essais de mise en service

Les instructions du fabricant doivent inclure les procédures d'essai de l'éolienne en mer après installation, afin de confirmer un fonctionnement correct, sûr et opérationnel de l'ensemble des dispositifs, commandes et appareils. Celles-ci doivent comprendre, entre autres

- un démarrage sûr;
- un arrêt sûr;
- un arrêt d'urgence sûr;
- un arrêt sûr depuis un régime en survitesse ou une simulation représentative de ce régime;
- un essai de fonctionnement du système de protection.

13.3.4 Enregistrements

Les instructions du fabricant doivent inclure les informations selon lesquelles des enregistrements corrects doivent être conservés, ces derniers décrivant les essais, la mise en service, les paramètres de commande, ainsi que les résultats.

13.3.5 Activités postérieures à la mise en service

À la fin de l'installation et à la suite du fonctionnement pendant la période d'essai recommandée par le fabricant, les actions spécifiques que le fabricant peut exiger doivent être achevées.

Ces actions peuvent comprendre, entre autres, la précharge des fixations, le remplacement des fluides de lubrification, la vérification d'autres composants pour un réglage et un fonctionnement corrects, ainsi qu'un bon ajustement des paramètres de commande.

13.4 Manuel d'utilisation de l'opérateur

13.4.1 Généralités

Un manuel d'utilisation de l'opérateur doit être fourni par le fabricant de l'éolienne en mer et complété par des informations concernant les conditions locales particulières au moment de la mise en service, le cas échéant. Le manuel doit être disponible pour le personnel d'exécution et de maintenance et être rédigé dans une langue qui peut être lue et comprise par l'opérateur. Le manuel doit comprendre, entre autres

- toutes les exigences relatives au fait que le fonctionnement doit être assuré par un personnel correctement formé ou instruit pour cette activité;
- les limites de sécurité de fonctionnement et les descriptions du système;
- les procédures de démarrage et d'arrêt;
- une liste d'actions d'alarme;
- le plan de procédures d'urgence;
- les procédures d'accès en mer en toute sécurité;
- Le cas échéant, des exigences stipulant que:
 - des équipements de protection individuelle homologués pour les yeux, les pieds, les oreilles et la tête, ainsi que des gilets de sauvetage doivent être utilisés,
 - le cas échéant, l'ensemble du personnel escaladant les mâts ou travaillant au-dessus du niveau de l'eau doit être formé à ce travail. Ce personnel doit utiliser des harnais de sécurité et des dispositifs d'aide à l'escalade ou d'autres dispositifs de sécurité homologués.

13.4.2 Renseignements concernant les enregistrements de fonctionnement et de maintenance

Le manuel doit indiquer que les enregistrements de fonctionnement et de maintenance doivent être conservés et qu'il convient d'y inclure les points suivants:

- l'identification de l'éolienne;
- l'énergie produite;
- les heures de service;
- les heures d'arrêt;
- la date et l'heure de la panne constatée;
- la date et l'heure de la maintenance ou de la réparation;
- la nature de la panne ou de la maintenance;
- l'action entreprise;
- les pièces remplacées.

13.4.3 Instructions pour l'arrêt automatique non programmé

Après tout arrêt automatique non programmé provoqué par une panne ou un dysfonctionnement et sauf spécification contraire dans le manuel d'utilisation ou les instructions, ledit manuel doit stipuler l'exigence selon laquelle l'opérateur doit en analyser la cause avant de redémarrer une éolienne en mer. Il convient d'enregistrer tous les arrêts automatiques non programmés.

Si l'éolienne est remise en marche après une durée de plus de trois mois de non-production d'électricité, des précautions particulières doivent être prises. Avant le redémarrage, tous les composants et systèmes doivent être soigneusement examinés et leur intégrité technique évaluée. Les composants et les systèmes ayant été identifiés comme ne satisfaisant plus à leurs exigences de conception, en raison des effets de la durée prolongée de non-production

d'électricité, doivent être réparés ou remplacés. L'état des composants et des systèmes critiques doit être surveillé après avoir redémarré l'éolienne et être revenu à une situation de production d'électricité.

13.4.4 Instructions pour une fiabilité réduite

Le manuel doit stipuler l'exigence selon laquelle une action doit être entreprise afin d'éliminer la cause fondamentale de toute indication ou de tout avertissement d'anomalie ou de fiabilité réduite.

13.4.5 Plan de procédures de travail

Le manuel doit stipuler l'exigence selon laquelle l'éolienne en mer doit être exploitée selon des procédures de travail sûres, en prenant en compte les éléments suivants:

- le fonctionnement des systèmes électriques;
- la coordination du fonctionnement et de la maintenance;
- les procédures relatives à la zone de dégagement pour le service;
- les procédures d'escalade du mât;
- les procédures de manutention des équipements;
- l'activité dans des conditions de mauvais temps;
- les procédures de communication et les plans d'urgence;
- la procédure d'accès à l'éolienne.

13.4.6 Plan de procédures d'urgence

Les situations potentielles d'urgence doivent être identifiées dans le manuel d'utilisation et les actions exigées du personnel d'exécution stipulées.

Le manuel doit exiger qu'en cas d'incendie sur l'éolienne ou sur ses composants ou de risque apparent de dommage structurel subi par ces derniers, il convient que nul n'approche de l'éolienne, sauf si le risque est évalué de façon spécifique.

Lors de l'établissement du plan de procédures d'urgence, il doit être tenu compte du fait que le risque de dommage structurel peut s'accroître en raison des situations suivantes:

- survitesse;
- conditions de givrage;
- orages foudroyants;
- séismes;
- haubans rompus ou détendus;
- défaillance des freins;
- balourd du rotor;
- fixations desserrées;
- défauts de lubrification;
- incendie, inondation;
- collision de navires;
- autres défaillances de composants.

13.5 Manuel de maintenance

Chaque éolienne en mer doit disposer d'un manuel de maintenance comportant au minimum les exigences de maintenance et les procédures d'urgence spécifiées par le fabricant de l'éolienne. Le manuel doit également traiter des travaux de maintenance non programmés.

Le manuel de maintenance doit identifier les pièces sujettes à l'usure, aux dommages, à la corrosion et à l'accumulation de concrétions marines, et indiquer les critères de remplacement.

Les points qu'il convient aussi de traiter dans le manuel comprennent:

- toutes les exigences relatives au fait que le contrôle et la maintenance doivent être effectués par un personnel correctement formé ou instruit pour cette activité, aux intervalles définis et conformément aux instructions figurant dans le manuel de maintenance de l'éolienne;
- la description des sous-systèmes de l'éolienne en mer et leur fonctionnement;
- le programme de lubrification, spécifiant la fréquence de lubrification et les types de lubrifiants ou tous les autres fluides spéciaux;
- la procédure de remise en service;
- les périodes et les procédures de contrôle de la maintenance;
- les procédures de vérification fonctionnelle des sous-systèmes de protection;
- le schéma complet du câblage et des interconnexions;
- les programmes de contrôle et de rétention des haubans et les programmes de contrôle et de précharge des boulons, y compris les charges relatives à la tension et au couple;
- la maintenance du système d'accès et les procédures de réparation après un dommage dû, par exemple, à un impact du navire de service;
- les procédures de diagnostic et le guide de recherche de pannes;
- la liste des pièces de rechange recommandées;
- le jeu des schémas d'assemblage et d'installation sur site;
- la liste d'outillage;
- l'inspection et l'élimination éventuelle des concrétions marines;
- la maintenance du dispositif de protection contre l'affouillement.

Annexe A (informative)

Principaux paramètres de conception d'une éolienne en mer

A.1 Identifiants de l'éolienne en mer

A.1.1 Généralités

Dans le cas d'une éolienne en mer, il convient d'inclure les informations suivantes dans une synthèse intégrée aux documents de conception:

- nom et type de l'éolienne (description);
- coordonnées de l'emplacement d'installation.

A.1.2 Paramètres de l'ensemble rotor–nacelle (machine)

Il convient d'indiquer les paramètres suivants:

- puissance assignée [kW]
- diamètre du rotor [m]
- plage de vitesses de rotation [r/m]
- régulation de puissance (décrochage/calage)
- hauteur du moyeu (au-dessus du MSL) [m]
- plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu $V_{in} - V_{ext}$ [m/s]
- durée de vie théorique [y]
- masse en exploitation (minimale, maximale) [kg]
- protection contre la corrosion de l'ensemble rotor–nacelle (description)

A.1.3 Paramètres de la structure de support

Il convient d'indiquer les paramètres suivants:

- description de la fondation, y compris de la protection contre l'affouillement (lorsqu'elle existe)
- profondeur d'eau théorique [m]
- bathymétrie au voisinage de l'éolienne
- conditions du sol à l'emplacement d'installation de l'éolienne (description, voir 6.4.7)
- fréquences de résonance de la structure de support (minimale, maximale):
 - dans les conditions normales et extrêmes d'exploitation [Hz]
 - avec et sans l'ensemble rotor–nacelle [Hz]
- surépaisseur de corrosion [mm]
- protection contre la corrosion (description)
- hauteur de la plateforme d'accès (au-dessus du MSL) [m]

A.1.4 Conditions de vent (fondées sur une période de référence de 10 min et incluant les effets de sillage dans le parc éolien, le cas échéant)

Il convient d'indiquer les informations suivantes:

- intensité de turbulence en fonction de la vitesse moyenne du vent, utilisée pour le NTM et l'ETM

- vitesse moyenne annuelle du vent (à hauteur du moyeu) [m/s]
- débit incliné moyen [°]
- distribution des vitesses du vent (Weibull, Rayleigh, mesurée, autre)
- modèle et paramètres de cisaillement du vent normal
- modèle et paramètres de turbulence
- vitesses du vent extrême à hauteur du moyeu V_{e1} et V_{e50} [m/s]
- modèle et paramètres de rafale extrême
- modèle et paramètres de changement de direction extrême
- modèle et paramètres de rafale extrême cohérente
- modèle et paramètres de rafale extrême cohérente avec changement de direction
- modèle et paramètres de cisaillement du vent extrême
- distribution de la direction du vent (rose des vents)

A.1.5 Conditions maritimes (fondées sur une période de référence de 3 h, le cas échéant)

Il convient d'indiquer les informations suivantes:

- variation de marée et/ou marée de tempête (période de retour de 50 ans) [m]
- marée astronomique la plus haute (HAT) [m]
- marée astronomique la plus basse (LAT) [m]
- niveau de l'eau au repos le plus élevé (HSWL) [m]
- niveau de l'eau au repos le plus bas (LSWL) [m]
- hauteur des vagues significatives pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans [m]
- plage des périodes de pic pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans [s]
- hauteur de vague extrême individuelle pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans [m]
- plage des périodes de vague associée pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans [s]
- hauteur de crête de vague extrême avec une période de retour de 50 ans [m]
- courant marin de surface extrême pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans [m/s]
- distribution conjointe du vent et des vagues (H_s , T_p , V) y compris la directionnalité
- spectre et paramètres des vagues
- modèle et paramètres de vague déterministe
- modèle et paramètres de vague déferlante
- conditions de glace de mer/lac (description, voir 6.4.4.5)
- hypothèses de conditions cycloniques tropicales le cas échéant
- affouillement local et global ou la somme des deux (affouillement maximal autorisé) [m]
- variation de la surface du fond océanique (variation maximale admise) [m]
- profil et épaisseur des concrétions marines [mm]

A.1.6 Conditions du réseau électrique sur le site de l'éolienne

Il convient d'indiquer les informations suivantes:

- tension d'alimentation normale et plage de tensions d'alimentation normales [V]
- fréquence d'alimentation normale et plage de fréquences d'alimentation normales [Hz]

- déséquilibre de tension [V]
- durée maximale des interruptions du réseau d'alimentation électrique [jours]
- nombre annuel d'interruptions du réseau électrique [1/an]
- durée de vie totale des interruptions du réseau électrique [h]
- cycles de refermeture automatique (description)
- comportement lors de pannes externes symétriques et asymétriques (description)

A.2 Autres conditions d'environnement

Il convient d'indiquer les informations suivantes:

- plages de températures atmosphériques normales et extrêmes [°C]
- plages de températures normales et extrêmes de la mer [°C]
- masse volumique de l'air [kg/m³]
- densité de l'eau [kg/m³]
- rayonnement solaire [W/m²]
- humidité [%]
- pluie, grêle, neige et givrage
- substances chimiques actives
- particules mécaniques actives
- description du système de protection contre la foudre
- modèle et paramètres de séisme (description)
- salinité [g/m³]
- durée et conditions d'environnement définies par hypothèse pour le DLC 6.4
- durée et conditions d'environnement définies par hypothèse pour le DLC 7.2
- durée et conditions d'environnement définies par hypothèse pour le DLC 8.3

A.3 Conditions aux limites pour le transport, le montage et la maintenance

Il convient d'indiquer les informations suivantes:

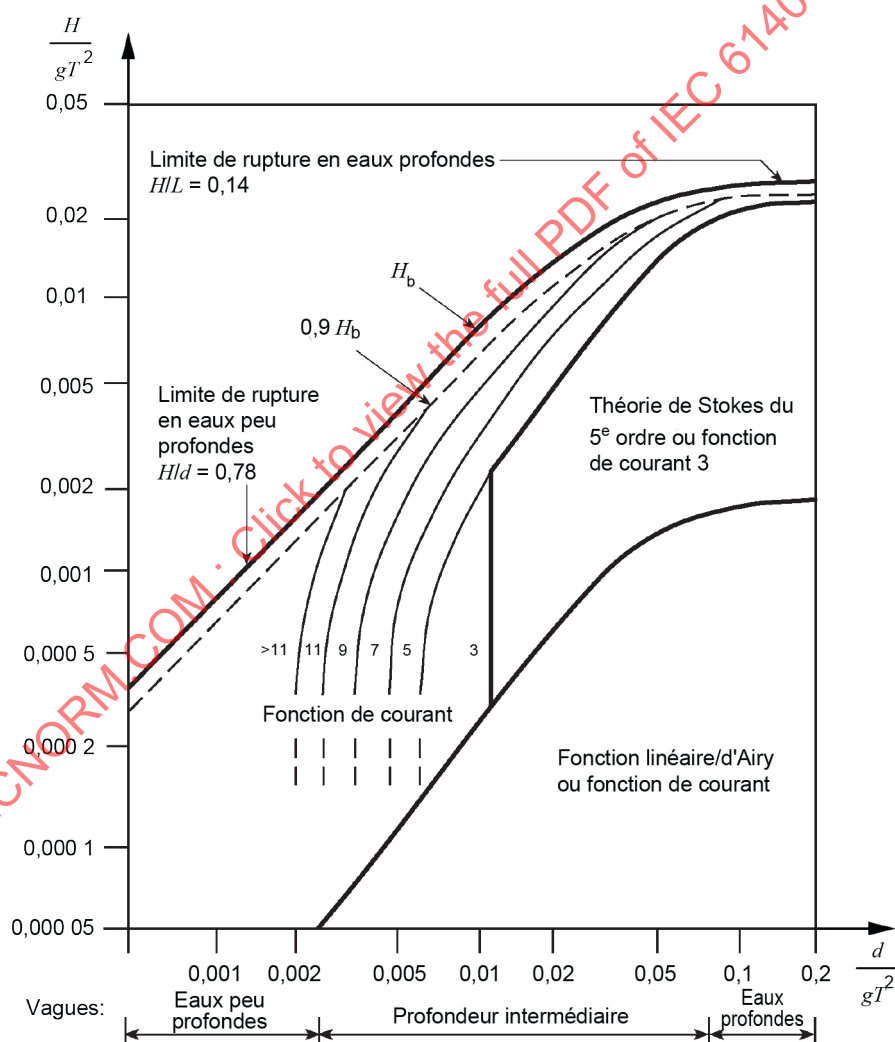
- vitesse maximale du vent [m/s]
- hauteur maximale des vagues significatives [m]
- variation maximale du niveau d'eau [m]
- température atmosphérique admise [°C]
- vitesse maximale du vent pour la maintenance [m/s]
- déplacement du navire de transport [tonnes métriques]

Annexe B (informative)

Hydrodynamique en eau peu profonde et vagues déferlantes

B.1 Choix des théories de vagues appropriées

Plusieurs théories de vagues périodiques peuvent être utilisées pour prévoir la cinématique des vagues régulières bidimensionnelles. Les différentes théories fournissent toutes des solutions approchées aux mêmes équations différentielles avec des conditions aux limites appropriées. Toutes ces théories calculent une forme d'onde symétrique autour de la crête se propageant sans se déformer. Les théories diffèrent par leur expression fonctionnelle et par le degré auquel elles satisfont la cinématique non linéaire et les conditions aux limites dynamiques à la surface des vagues. La Figure B.1 fournit des recommandations concernant le choix des théories de vagues régulières appropriées en fonction de la hauteur de vague et de la profondeur d'eau normalisées.



IEC

Légende

- H hauteur de vague
- L longueur de vague
- T période de vague
- d profondeur d'eau
- g accélération due à la pesanteur

Figure B.1 – Diagramme de choix des théories de vagues régulières

Les vagues de faible hauteur en eaux profondes sont de nature sensiblement linéaire. Dans cette zone, les vagues régulières sont de forme sinusoïdale et peuvent être modélisées en utilisant la théorie linéaire des vagues (théorie d'Airy) ou une solution de fonction de courant d'ordre faible.

À mesure que la hauteur de vague augmente ou bien que la profondeur d'eau se réduit, les profils de vague deviennent plus cambrés et la hauteur de la crête au-dessus du niveau de l'eau au repos devient plus importante que la profondeur du creux sous le même point de référence. Le profil de vague et la cinématique des particules d'eau ne peuvent plus être décrits précisément par la théorie linéaire des vagues. La théorie de la fonction de courant peut être appliquée de manière pertinente sur une large plage de profondeurs, si l'ordre de la solution choisi est correct. La théorie de Stokes du 5e ordre peut être utilisée pour la modélisation des vagues cambrées en eaux profondes.

À mesure que la hauteur de vague continue d'augmenter ou bien que la profondeur d'eau continue de se réduire, la vitesse horizontale des particules d'eau dans la crête de la vague, en certains points, dépasse la célérité de la vague et la structure de la vague s'effondre. Les particules d'eau sont éjectées en avant de la crête et la vague est réputée se casser ou se rompre.

D'autres descriptions de théories des vagues et de leurs domaines d'application peuvent être consultées dans l'ISO 19901-1.

B.2 Modélisation des trains de vagues irrégulières

Les trains de vagues irrégulières, représentant des états de mer aléatoires, peuvent être modélisés comme une sommation des composantes sinusoïdales d'une vague, chacune étant décrite par la théorie d'Airy. Dans les profondeurs d'eau intermédiaires ou peu profondes, il convient d'évaluer la précision de la théorie d'Airy. Pour l'évaluation des charges de fatigue, l'utilisation de la théorie d'Airy est généralement acceptable. La théorie du second ordre peut être envisagée pour améliorer la précision en eaux peu profondes.

B.3 Distributions des hauteurs de vagues

B.3.1 Généralités

En eaux peu profondes, la distribution de la hauteur de la surface s'écarte d'une distribution de Gauss et la distribution des hauteurs de vagues individuelles s'écarte d'une distribution de Rayleigh. Pour ce type de cas, les ouvrages de référence proposent un grand nombre de distributions des hauteurs de vagues différentes. L'Article B.3 présente trois distributions couramment utilisées. D'autres distributions incluent les définitions par Naess et Glukhovskiy (documents de référence 1 et 2 de l'Article B.5).

B.3.2 Modèle de Goda pour la hauteur de vague maximale

La hauteur de vague maximale avec une probabilité de dépassement de 0,1 % peut être calculée par une méthode proposée par Goda (document de référence 3 de l'Article B.5). L'ouvrage original de Goda de 1975 repose sur la hauteur statistique des vagues significatives $H_{1/3}$ et la hauteur de vague maximale définie sous la forme $H_{1/250}$. Ces valeurs sont différentes des paramètres utilisés dans le présent document qui utilise en lieu et place la hauteur spectrale des vagues significatives H_s et la hauteur de vague maximale $H_{0,1}$ %. Le modèle de Goda considère des eaux profondes définies par hypothèse d'une distribution des hauteurs de vagues de Rayleigh et:

$$H_{1/3} = H_s \quad (\text{B.1})$$

$$H_{\max} \equiv H_{0,1\%} = 1,86 H_s \quad \text{pour des eaux profondes} \quad (\text{B.2})$$

La hauteur de vague individuelle maximale caractéristique est obtenue par

$$H_{\max} \equiv H_{0,1\%} = \begin{cases} 1,86 K_s K_r H_{s0}, & d / L_0 \geq 0,2 \\ \min \left\{ \left(\beta_0^* K_r H_{s0} + \beta_1^* d \right), \beta_{\max}^* K_r H_{s0}, 1,86 K_s K_r H_{s0} \right\}, & d / L_0 < 0,2 \end{cases} \quad (\text{B.3})$$

Les coefficients β_0^* , β_1^* et $\beta_{\max}^*$ sont formulés comme ci-dessous.

$$\beta_0^* = 0,054 \left(K_r H_{s0} / L_0 \right)^{-0,38} \exp \left(20 \tan^{1,5} \theta \right) \quad (\text{B.4})$$

$$\beta_1^* = 0,63 \exp \left(3,8 \tan \theta \right)$$

$\beta_{\max}^*$ est la valeur maximale des deux valeurs:

- 1,70 et
- $0,55 (K_r H_{s0} / L_0)^{-0,29} \exp(2,4 \tan \theta)$

où θ est l'angle du fond océanique par rapport à l'horizontale dans la direction de propagation des vagues et L_0 est la longueur de vague en eaux profondes,

$$L_0 = g T_D^2 / (2\pi) \quad (\text{B.5})$$

où T_D est la période de vague.

K_s est un coefficient d'eaux peu profondes, c'est-à-dire le coefficient de haut fond, déterminé par

$$K_s = \left[\tanh kd + kd \left(1 - \tanh^2 kd \right) \right]^{-1/2} + 0,0015 \left(\frac{d}{L_0} \right)^{-2,87} \left(\frac{K_r H_{s0}}{L_0} \right)^{1,27} \quad (\text{B.6})$$

$$k = \frac{2\pi}{L} \quad (\text{B.7})$$

où L est la longueur de vague à la profondeur d'eau d et peut être calculée par (B.10).

K_r est le coefficient de réfraction, déterminé par

$$K_r = \sqrt{\frac{\cos \alpha_0}{\cos \alpha_r}} \quad (\text{B.8})$$

où α_0 est la direction des vagues et α_r est la direction des vagues réfractées à la profondeur d'eau d ,

$$\alpha_r = \sin^{-1} \left(\sin \alpha_0 \tanh \frac{2\pi d}{L} \right) \quad (\text{B.9})$$

$$L = \frac{2\pi d}{\sqrt{P \left(P + \frac{1}{Q} \right)}} \quad (\text{B.10})$$

$$P = \frac{(2\pi)^2 d}{g T_D^2} \quad (\text{B.11})$$

$$Q = 1 + P \left[0,6522 + P \left\{ 0,4622 + P^2 (0,0864 + 0,0675P) \right\} \right] \quad (\text{B.12})$$

La hauteur des vagues significatives équivalente en eaux profondes, H_{s0} , peut être calculée par itération à partir de H_s afin de satisfaire aux équations suivantes,

$$H_s = \begin{cases} K_s K_r H_{s0}, & d / L_0 \geq 0,2 \\ \min \left\{ (\beta_0 K_r H_{s0} + \beta_1 d), \beta_{\max} K_r H_{s0}, K_s K_r H_{s0} \right\}, & d / L_0 < 0,2 \end{cases} \quad (\text{B.13})$$

$$\beta_0 = 0,028 (K_r H_{s0} / L_0)^{-0,38} \exp(20 \tan^{1,5} \theta) \quad (\text{B.14})$$

$$\beta_1 = 0,52 \exp(4,2 \tan \theta)$$

$\beta_{\max}$ est la valeur maximale des deux valeurs:

- 0,92 et
- $0,32 (K_r H_{s0} / L_0)^{-0,29} \exp(2,4 \tan \theta)$

Un exemple d'utilisation de méthode de Goda est donné ci-dessous. Les paramètres sont fixés comme suit:

- profondeur d'eau: 21 m
- hauteur des vagues significatives: 7,1 m
- déclivité du plancher océanique, c'est-à-dire $\tan \theta$: 0,01
- période de pic: 10 secondes (valeur non prise en compte dans le modèle de Battjes et Groenendijk en B.3.3)
- direction des vagues 0 degré (valeur non prise en compte dans le modèle de Battjes et Groenendijk en B.3.3)

La longueur de vague en pleine mer pour la période de pic de 10 secondes est la suivante:

$$L_0 = \frac{gT_p^2}{2\pi} = 156 \text{ m}$$

D'autres paramètres sont calculés comme suit:

$$P = \frac{(2\pi)^2 d}{gT_p^2} = 0,845$$

$$Q = 1 + P \left\{ 0,6522 + P \left[0,4622 + P^2 (0,0864 + 0,0675P) \right] \right\} = 1,95$$

$$L = \frac{2\pi d}{\sqrt{P \left(P + \frac{1}{Q} \right)}} = 123 \text{ m}$$

$$\alpha_r = \sin^{-1} \left(\sin \alpha_0 \tanh \frac{2\pi d}{L} \right) = 0$$

$$K_r = \sqrt{\frac{\cos \alpha_0}{\cos \alpha_r}} = 1$$

$$k = \frac{2\pi}{L} = 0,0510$$

$$K_s = \left[\tanh kd + kd (1 - \tanh^2 kd) \right]^{-1/2} + 0,0015 \left(\frac{d}{L_0} \right)^{-2,87} \left(\frac{K_r H_{s0}}{L_0} \right)^{1,27} = 0,926$$

H_{s0} qui satisfait à $H_s = 7,1 \text{ m}$ est déterminée à partir de l'équation (B.13) par itération, ce qui permet d'obtenir $H_{s0} = 7,72 \text{ m}$. L'utilisation de l'équation (B.3) permet d'obtenir $H_{\max} = 13,2 \text{ m}$.

B.3.3 Distributions des hauteurs de vagues selon Battjes et Groenendijk

La distribution des hauteurs de vagues développée par Battjes et Groenendijk (document de référence 4 à l'Article B.5), pour les sites en eaux peu profondes, peut être utilisée. Le modèle de Battjes et Groenendijk a été développé sur la base d'expériences physiques effectuées dans les conditions suivantes: déclivité constante du fond océanique, vagues bidimensionnelles et absence de courants. Par conséquent, certaines restrictions s'appliquent à son utilisation²⁰. Un facteur de propagation des vagues inférieur à l'unité peut ne pas être utilisé avec le modèle de Battjes et Groenendijk.

²⁰ Il est recommandé de remplir les conditions suivantes si le modèle de Battjes et Groenendijk doit être utilisé:

- la direction de propagation des vagues correspond au plus à 30° de la direction de la déclivité du plancher océanique la plus forte,
- en considérant les valeurs de la déclivité du plancher océanique moyennées sur des distances de 1 et 3 longueurs d'onde en eaux profondes, dans la direction des ondes croissantes à partir de la position de l'éolienne, il convient que la plus grande des deux valeurs soit positive et inférieure ou égale à 0,05 rad,

La distribution des hauteurs de vagues développée par Battjes et Groenendijk est définie en fonction de la profondeur et de la déclivité du fond océanique local:

$$F(h) = \Pr(\underline{h} < h) = \begin{cases} F_1(h) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{h}{h_1}\right)^2\right) & h \leq h_{tr} \\ F_2(h) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{h}{h_2}\right)^{3,6}\right) & h \geq h_{tr} \end{cases} \quad (\text{B.15})$$

où les constantes h_1 et h_2 sont données dans le Tableau B.1. La valeur quadratique moyenne des hauteurs de vagues, H_{eff} , est donnée par

$$H_{\text{rms}} = 2,69\sqrt{m_0} + 3,24\frac{m_0}{d} \quad (\text{B.16})$$

où d est la profondeur locale et la variance de la hauteur de la surface de la mer est m_0 . La hauteur de vague de transition, H_{tr} , est:

$$H_{tr} = (0,35 + 5,8 \tan \alpha) d \quad (\text{B.17})$$

où α (rad) est la déclivité locale du fond océanique. La hauteur de vague de transition normalisée, h_{tr} , est donnée par:

$$h_{tr} = \frac{H_{tr}}{H_{\text{rms}}} \quad (\text{B.18})$$

Enfin, la hauteur de vague individuelle avec une probabilité de dépassement de x % est donnée par

$$H_{x\%} = h_{x\%} H_{\text{rms}} \quad (\text{B.19})$$

où $h_{x\%}$ est donnée dans le Tableau B.1 pour différentes valeurs de x .

Tableau B.1 – Constantes h_1 et h_2 et hauteurs de vagues normalisées $h_{x\%}$ en fonction de H_{tr}

h_{tr}	h_1	h_2	h_2 %	h_1 %	$h_{0,1}$ %
0,05	12,209	1,060	1,549	1,621	1,814
0,10	7,012	1,060	1,549	1,621	1,814

c) en considérant la déclivité du plancher océanique sur une distance de 10 longueurs d'onde en eaux profondes, dans la direction des ondes croissantes à partir de la position de l'éolienne, et la déclivité moyenne du plancher océanique sur chacun des segments d'une longueur d'onde, il convient que chacune des dix valeurs de la déclivité du plancher océanique ne diffère pas de la déclivité calculée en b) de plus de 0,02 rad et qu'aucune valeur de déclivité ne diffère des déclivités des segments adjacents de plus de 0,005 rad,

d) il convient que la vitesse du courant soit inférieure à 1,5 m/s.

h_{tr}	h_1	h_2	$h_2 \%$	$h_1 \%$	$h_{0,1} \%$
0,15	5,070	1,060	1,549	1,621	1,814
0,20	4,028	1,060	1,549	1,621	1,814
0,25	3,369	1,060	1,549	1,621	1,814
0,30	2,912	1,060	1,549	1,621	1,814
0,35	2,575	1,061	1,549	1,621	1,814
0,40	2,315	1,061	1,549	1,621	1,815
0,45	2,108	1,061	1,550	1,622	1,815
0,50	1,939	1,062	1,551	1,623	1,816
0,55	1,799	1,062	1,552	1,624	1,817
0,60	1,682	1,064	1,554	1,626	1,820
0,65	1,582	1,065	1,556	1,628	1,823
0,70	1,497	1,068	1,560	1,632	1,827
0,75	1,424	1,071	1,564	1,637	1,832
0,80	1,361	1,075	1,570	1,643	1,839
0,85	1,308	1,080	1,577	1,650	1,847
0,90	1,261	1,086	1,586	1,659	1,857
0,95	1,222	1,093	1,596	1,670	1,869
1,00	1,188	1,100	1,607	1,682	1,882
1,05	1,159	1,109	1,620	1,695	1,898
1,10	1,134	1,119	1,635	1,710	1,914
1,15	1,113	1,130	1,650	1,726	1,932
1,20	1,096	1,141	1,666	1,744	1,952
1,25	1,081	1,153	1,684	1,762	1,972
1,30	1,068	1,165	1,702	1,781	1,993
1,35	1,057	1,178	1,721	1,801	2,016
1,40	1,048	1,192	1,741	1,821	2,038
1,45	1,040	1,205	1,761	1,842	2,062
1,50	1,033	1,219	1,781	1,864	2,086
1,55	1,028	1,234	1,802	1,885	2,110
1,60	1,023	1,248	1,823	1,907	2,135
1,65	1,019	1,262	1,844	1,930	2,160
1,70	1,016	1,277	1,865	1,952	2,184
1,75	1,013	1,292	1,887	1,974	2,209
1,80	1,011	1,306	1,908	1,996	2,234
1,85	1,009	1,321	1,929	2,019	2,259
1,90	1,007	1,335	1,951	2,041	2,284
1,95	1,006	1,350	1,972	2,063	2,309
2,00	1,005	1,364	1,987	2,085	2,334
2,05	1,004	1,379	1,985	2,107	2,358
2,10	1,003	1,393	1,984	2,129	2,383
2,15	1,002	1,407	1,983	2,151	2,407
2,20	1,002	1,421	1,982	2,150	2,431
2,25	1,002	1,435	1,981	2,149	2,455

h_{tr}	h_1	h_2	$h_2 \%$	$h_1 \%$	$h_{0,1} \%$
2,30	1,001	1,449	1,980	2,149	2,479
2,35	1,001	1,463	1,980	2,148	2,502
2,40	1,001	1,476	1,979	2,148	2,525
2,45	1,001	1,490	1,979	2,147	2,548
2,50	1,000	1,503	1,979	2,147	2,571
2,55	1,000	1,516	1,979	2,147	2,594
2,60	1,000	1,529	1,978	2,147	2,616
2,65	1,000	1,542	1,978	2,146	2,629
2,70	1,000	1,555	1,978	2,146	2,629
2,75	1,000	1,568	1,978	2,146	2,629
2,80	1,000	1,580	1,978	2,146	2,629
2,85	1,000	1,593	1,978	2,146	2,628
2,90	1,000	1,605	1,978	2,146	2,628
2,95	1,000	1,617	1,978	2,146	2,628
3,00	1,000	1,630	1,978	2,146	2,628

Un exemple d'utilisation de méthode de Battjes and Groenendijk est donné ci-dessous. À des fins de comparaison, les valeurs paramétriques utilisées sont les mêmes que dans l'exemple de la méthode de Goda présenté en B.3.2. Les paramètres correspondants pour la méthode de Battjes et Groenendijk sont les suivants:

- profondeur d'eau: 21 m
- hauteur des vagues significatives: 7,1 m
- déclivité du plancher océanique, c'est-à-dire $\tan \theta$: 0,01

Écart type des hauteurs de vagues: $\sqrt{m_0} = H_{m0}/4 = 1,775 \text{ m}$

Hauteur de vague de transition: $H_{tr} = (0,35 + 5,8 \times 0,01) \times 21 = 8,57 \text{ m}$

Valeur quadratique moyenne de la hauteur de vague:
 $H_{eff} = 2,69 \times 1,775 + 3,24 \times 1,775^2/21 = 5,26 \text{ m}$

Hauteur de vague de transition normalisée: $h_{tr} = H_{tr}/H_{eff} = 8,57/5,26 = 1,63$

Utilisation du Tableau B.1 pour déterminer: $h_1 = 1,021$ et $h_2 = 1,256$ pour $h_{tr} = 1,63$

Utilisation de la fonction de distribution F pour déterminer la valeur $h_{0,1} \%$ normalisée:

- avec F_1 : $h_{0,1} \% = h_1 (-\ln(0,001))^{1/2} = 1,021 \times (-\ln(0,001))^{1/2} = 2,68$
- avec F_2 : $h_{0,1} \% = h_2 (-\ln(0,001))^{1/3,6} = 1,256 \times (-\ln(0,001))^{1/3,6} = 2,15$

Puisque $h_{0,1} \% > h_{tr} = 1,63$, F_2 doit être utilisée, et par conséquent $h_{0,1} \% = 2,15$.

Enfin, la hauteur de vague avec une probabilité de dépassement de 0,1 % est:

$$H_{0,1\%} = 2,15 \times H_{eff} = 2,15 \times 5,26 = 11,3 \text{ m.}$$

La distribution de Rayleigh conventionnelle des hauteurs de vagues donne:

$$H_{0,1\%} = 1,86 \times 7,1 = 13,2 \text{ m.}$$

B.3.4 Distributions de Forristall pour les hauteurs de vagues et de crêtes

Les distributions de Forristall pour les hauteurs de vagues et les hauteurs de crêtes ont été souvent utilisées y compris pour des eaux peu profondes. La distribution des hauteurs de vagues est une distribution de Weibull empirique à l'origine adaptée aux tempêtes observées dans le Golfe du Mexique (document de référence 5), dont l'applicabilité plus large a été démontrée. La distribution des hauteurs de crêtes est fondée sur des simulations de trains de vagues irréguliers en 2D et 3D avec une précision du second ordre. Ces distributions ont été comparées aux tempêtes réelles observées dans le golfe du Mexique et la mer du Nord (document de référence 6 de l'Article B.5). Les distributions des hauteurs de crêtes correspondent à des ajustements paramétrés au moyen des paramètres de cambrure et de profondeur d'eau.

La distribution des hauteurs de vagues et la distribution des hauteurs de crêtes constituent toutes deux des distributions de Weibull

$$Pr\{H > h\} = \exp\left[-\left(\frac{h}{\alpha H_s}\right)^\beta\right] \quad (\text{B.20})$$

Où α et β sont données par:

$$\text{la hauteur de vague: } \alpha = 0,681 \quad \beta = 2,126 \quad (\text{B.21})$$

$$\text{la hauteur de crête en 2D: } \alpha = 0,3536 + 0,2892 S_1 + 0,1060 U_r \quad (\text{B.22})$$

$$\beta = 2 - 2,1597 S_1 + 0,0968 U_r^2$$

$$\text{la hauteur de crête en 3D: } \alpha = 0,3536 + 0,2568 S_1 + 0,0800 U_r \quad (\text{B.23})$$

$$\beta = 2 - 1,7912 S_1 - 0,5302 U_r + 0,284 U_r^2$$

et la cambrure et les nombres de Ursell sont donnés par:

$$S_1 = \frac{2\pi}{g} \frac{H_s}{T_1^2} \quad (\text{B.24})$$

et

$$U_r = \frac{H_s}{k_1^2 d^3} \quad (\text{B.25})$$

Avec $T_1 = m_0 / m_1$, c'est-à-dire la période moyenne calculée à partir des deux premiers moments spectraux, et k_1 est le nombre d'ondes pour une fréquence de $1/T_1$ déterminée par la relation de dispersion linéaire:

$$\frac{4\pi^2}{T_1^2 g} d = k_1 d \tanh(k_1 d) \quad (\text{B.26})$$