

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Wind turbines –
Part 3: Design requirements for offshore wind turbines**

**Eoliennes –
Partie 3: Exigences de conception des éoliennes en pleine mer**

Click to visit the full PDF of IEC 61400-3:2009



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2009 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details twice a month all new publications released. Available on-line and also by email.

- Electropedia: www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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 CEI

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

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille deux fois par mois les nouvelles publications parues. Disponible en-ligne et aussi par email.

- Electropedia: www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Wind turbines –

Part 3: Design requirements for offshore wind turbines

Eoliennes –

Partie 3: Exigences de conception des éoliennes en pleine mer

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XF

ICS 27.180

ISBN 978-2-88910-514-4

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references.....	8
3 Terms and definitions	9
4 Symbols and abbreviated terms	15
4.1 Symbols and units	15
4.2 Abbreviations.....	16
5 Principal elements	17
5.1 General.....	17
5.2 Design methods.....	17
5.3 Safety classes	19
5.4 Quality assurance.....	19
5.5 Rotor – nacelle assembly markings.....	20
6 External conditions	20
6.1 General.....	20
6.2 Wind turbine classes	21
6.3 Wind conditions	21
6.4 Marine conditions	22
6.5 Other environmental conditions.....	31
6.6 Electrical power network conditions.....	32
7 Structural design.....	33
7.1 General.....	33
7.2 Design methodology	33
7.3 Loads.....	33
7.4 Design situations and load cases	34
7.5 Load and load effect calculations	51
7.6 Ultimate limit state analysis.....	54
8 Control and protection system.....	57
9 Mechanical systems.....	57
10 Electrical system.....	58
11 Foundation design	58
12 Assessment of the external conditions at an offshore wind turbine site	59
12.1 General	59
12.2 The metocean database.....	59
12.3 Assessment of wind conditions.....	60
12.4 Assessment of waves	62
12.5 Assessment of currents.....	63
12.6 Assessment of water level, tides and storm surges.....	63
12.7 Assessment of sea ice	63
12.8 Assessment of marine growth	64
12.9 Assessment of seabed movement and scour.....	64
12.10 Assessment of wake effects from neighbouring wind turbines.....	65
12.11 Assessment of other environmental conditions	65

12.12	Assessment of earthquake conditions	65
12.13	Assessment of weather windows and weather downtime.....	65
12.14	Assessment of electrical network conditions.....	65
12.15	Assessment of soil conditions	66
13	Assembly, installation and erection	67
13.1	General	67
13.2	Planning	68
13.3	Installation conditions.....	68
13.4	Site access	68
13.5	Environmental conditions	68
13.6	Documentation.....	69
13.7	Receiving, handling and storage.....	69
13.8	Foundation/anchor systems.....	69
13.9	Assembly of offshore wind turbine.....	69
13.10	Erection of offshore wind turbine	69
13.11	Fasteners and attachments	69
13.12	Cranes, hoists and lifting equipment.....	70
14	Commissioning, operation and maintenance	70
14.1	General	70
14.2	Design requirements for safe operation, inspection and maintenance	70
14.3	Instructions concerning commissioning	71
14.4	Operator's instruction manual	72
14.5	Maintenance manual.....	74
Annex A (informative)	Key design parameters for an offshore wind turbine.....	76
Annex B (informative)	Wave spectrum formulations.....	79
Annex C (informative)	Shallow water hydrodynamics and breaking waves	84
Annex D (informative)	Guidance on calculation of hydrodynamic loads.....	92
Annex E (informative)	Recommendations for design of offshore wind turbine support structures with respect to ice loads.....	105
Annex F (informative)	Offshore wind turbine foundation design.....	116
Annex G (informative)	Statistical extrapolation of operational metocean parameters for ultimate strength analysis.....	117
Annex H (informative)	Corrosion protection	123
Bibliography		127
Figure 1	– Parts of an offshore wind turbine.....	10
Figure 2	– Design process for an offshore wind turbine.....	19
Figure 3	– Definition of water levels.....	29
Figure 4	– The two approaches to calculate the design load effect.....	55
Figure B.1	– PM spectrum	80
Figure B.2	– Jonswap and PM spectrums for typical North Sea storm sea state	81
Figure C.1	– Regular wave theory selection diagram.....	84
Figure D.1	– Breaking wave and cylinder parameters.....	96
Figure D.2	– Oblique inflow parameters	96
Figure D.3	– Distribution over height of the maximum impact line force ($\gamma = 0^\circ$).....	98

Figure D.4 – Response of model and full-scale cylinder in-line and cross-flow (from reference document 4)	100
Figure E.1 – Ice force coefficients for plastic limit analysis (from reference document 6)	110
Figure E.2 – Serrated load profile ($T_{0,1} = 1/f_N$ or $1/f_b$)	113
Figure G.1 – Example of the construction of the 50-year environmental contour for a 3-hour sea state duration.	118
Table 1 – Design load cases	36
Table 2 – Design load cases for sea ice	50
Table 3 – Partial safety factors for loads γ_f	56
Table 4 – Conversion between extreme wind speeds of different averaging periods	61
Table C.1 – Constants h_1 and h_2 and normalised wave heights $h_{x\%}$ as a function of H_{tr}	87
Table C.2 – Breaking wave type	90

Withd2W

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-3:2009

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –

Part 3: Design requirements for 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 provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 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 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind turbines.

This part is to be read in conjunction with IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*.

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

FDIS	Report on voting
88/329/FDIS	88/338/RVD

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

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

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

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

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

Withdrawn
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-3:2009

INTRODUCTION

This part of IEC 61400 outlines minimum design requirements for 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 standard are met. The division of responsibility between these parties is a contractual matter and is outside the scope of this standard.

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

Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-3:2009

WIND TURBINES –

Part 3: Design requirements for 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 it specifies essential design requirements to ensure the engineering integrity of offshore wind turbines. Its purpose is to provide an appropriate level of protection against damage from all hazards during the planned lifetime.

This standard 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 an offshore wind turbine if the support structure is subject to hydrodynamic loading. The design requirements specified in this standard are not necessarily sufficient to ensure the engineering integrity of floating offshore wind turbines.

This standard should be used together with the appropriate IEC and ISO standards mentioned in Clause 2. In particular, this standard is fully consistent with the requirements of IEC 61400-1. The safety level of the offshore wind turbine designed according to this standard 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 referenced documents are indispensable for the application 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 60721-2-1:1982, *Classification of environmental conditions – Part 2-1: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity*
Amendment 1:1987

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IEC 62305-3:2006, *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard*

IEC 62305-4:2006, *Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures*

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

ISO 2533:1975, *Standard Atmosphere*

ISO 9001:2000, *Quality management systems – Requirements*

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

ISO 19901-1:2005, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions*

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

ISO 19902, *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 following terms and definitions apply in addition to those stated in IEC 61400-1.

3.1

co-directional (wind and waves)

acting in the same direction

3.2

current

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

3.3

design wave

deterministic wave with a defined height, period and direction, used for the design of an offshore structure. A design wave may be accompanied by a requirement for the use of a particular periodic wave theory

3.4

designer

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

3.5

environmental conditions

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

3.6

external conditions (wind turbines)

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

3.7

extreme significant wave height

expected value of the highest significant wave height, averaged over 3 h, with an annual probability of exceedance of $1/N$ ("recurrence period": N years)

3.8

extreme wave height

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

3.9

fast ice cover

rigid continuous cover of ice not in motion

3.10

fetch

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

3.11

foundation

part of an offshore wind turbine support structure which transfers the loads acting on the structure into the seabed. Different foundation concepts are shown in Figure 1 together with the other parts of an offshore wind turbine

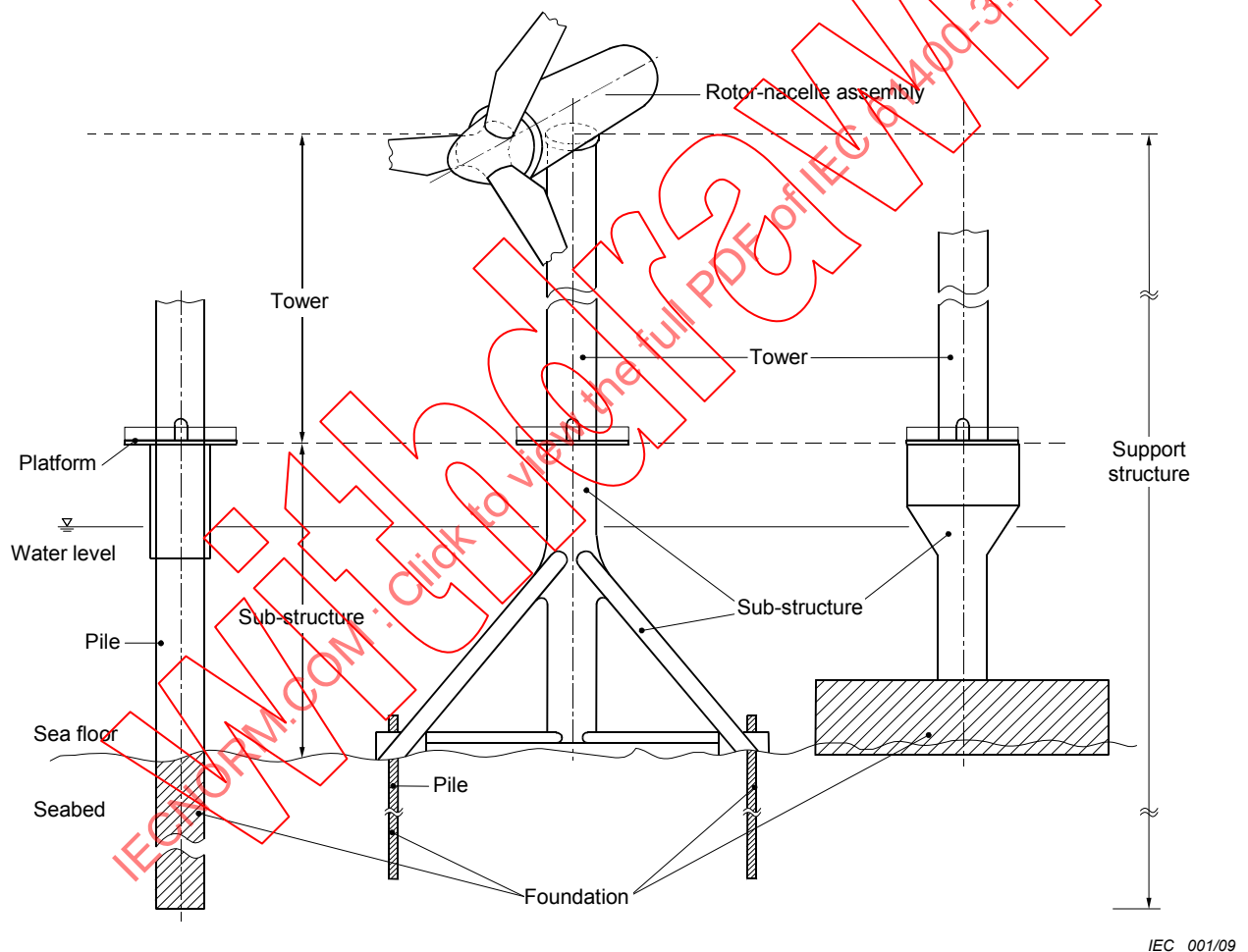


Figure 1 – Parts of an offshore wind turbine

3.12

highest astronomical tide

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

3.13**hindcasting**

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

3.14**hub height (wind turbines)**

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

3.15**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

3.16**ice floe**

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

3.17**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

3.18**land-locked waters**

waters almost or entirely surrounded by land

3.19**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.

3.20**lowest astronomical tide**

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

3.21**manufacturer**

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

3.22**marine conditions**

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

3.23**marine growth**

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

3.24**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

3.25

mean zero crossing period

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

3.26

metocean

abbreviation of meteorological and oceanographic

3.27

multi-directional (wind and/or wave)

distribution of directions

3.28

offshore wind turbine

wind turbine with a support structure which is subject to hydrodynamic loading

3.29

offshore wind turbine site

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

3.30

pile penetration

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

3.31

power collection system (wind turbines)

electric system that collects the power from one or more wind turbines. It 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

3.32

reference period

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

3.33

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

3.34

residual currents

components of a current other than tidal current. The most important is often the storm surge current

3.35

rotor – nacelle assembly

part of an offshore wind turbine carried by the support structure, refer to Figure 1

3.36

sea floor

interface between the sea and the seabed

3.37**sea floor slope**

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

3.38**sea state**

condition of the sea in which its statistics remain stationary

3.39**seabed**

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

3.40**seabed movement**

movement of the seabed due to natural geological processes

3.41**scour**

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

3.42**significant wave height**

statistical measure of the height of waves in a sea state, defined as $4 \times \sigma_\eta$ where σ_η is the standard deviation of the sea surface elevation. In sea states with only a narrow band of wave frequencies, the significant wave height is approximately equal to the mean height of the highest third of the zero up-crossing waves

3.43**splash zone**

external region of support structure that is frequently wetted due to waves and tidal variations. This shall be defined as the zone between

- the highest still water level with a recurrence 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 recurrence 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

3.44**still water level**

abstract water level calculated by including the effects of tides and storm surge but excluding variations due to waves. Still water level can be above, at, or below mean sea level

3.45**storm surge**

irregular movement of the sea brought about by wind and atmospheric pressure variations

3.46**sub-structure**

part of an offshore wind turbine support structure which extends upwards from the seabed and connects the foundation to the tower, refer to Figure 1

3.47**support structure**

part of an offshore wind turbine consisting of the tower, sub-structure and foundation, refer to Figure 1

3.48

swell

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

3.49

tidal current

current resulting from tides

3.50

tidal range

distance between the highest astronomical tide and the lowest astronomical tide

3.51

tides

regular and predictable movements of the sea generated by astronomical forces

3.52

tower

part of an offshore wind turbine support structure which connects the sub-structure to the rotor – nacelle assembly, refer to Figure 1

3.53

tsunami

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

3.54

uni-directional (wind and/or waves)

acting in a single direction

3.55

water depth

vertical distance between the sea floor and the still water level

NOTE As there are several options for the still water level (see 3.44) there can be several water depth values.

3.56

wave crest elevation

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

3.57

wave direction

mean direction from which the wave is travelling

3.58

wave height

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

3.59

wave period

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

3.60

wave spectral peak frequency

frequency of the peak energy in the wave spectrum

3.61**wave spectrum**

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

3.62**wave steepness**

ratio of the wave height to the wave length

3.63**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

3.64**weather window**

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

3.65**wind profile – wind shear law**

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

NOTE 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.

3.66**zero up-crossing wave**

portion of a time history of wave elevation between zero up-crossings. 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 following symbols and abbreviated terms apply in addition to those stated in IEC 61400-1:

4.1 Symbols and units

A_C	Charnock's constant	[-]
d	water depth	[m]
f_p	wave spectral peak frequency	[s ⁻¹]
g	acceleration due to gravity	[m/s ²]

h	thickness of sea ice	[m]
h_N	thickness of sea ice with a recurrence period of N years	[m]
h_m	ice thickness equal to the long term mean value of the annual maximum ice thickness for winters with ice	[m]
H	individual wave height	[m]
H_B	breaking wave height	[m]
H_D	design wave height	[m]
H_N	individual wave height with a recurrence period of N years	[m]
H_s	significant wave height	[m]
H_{sN}	significant wave height with a recurrence period of N years	[m]
H_{redN}	reduced wave height with a recurrence period of N years	[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_D	design wave period	[s]
T_p	peak spectral period	[s]
T_z	mean zero-crossing wave period	[s]
U_{ss}	sub surface current velocity	[m/s]
U_w	wind generated current velocity	[m/s]
U_{bw}	breaking wave induced surf current velocity	[m/s]
V_N	expected extreme wind speed (averaged over 10 min), with a recurrence period of N years	[m/s]
V_{redN}	reduced extreme wind speed (averaged over three seconds), with a recurrence period of N years	[m/s]
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
EWB	extreme wave height
EWLR	extreme water level range
EWM	extreme wind speed model
EWS	extreme wind shear
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
NWH	normal wave height
NWLR	normal water level range
NWP	normal wind profile model
RNA	rotor – nacelle assembly
RWH	reduced wave height
RWM	reduced wind speed model
SSS	severe sea state
SWH	severe wave height
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 the following clauses. 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 standard 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 standard.

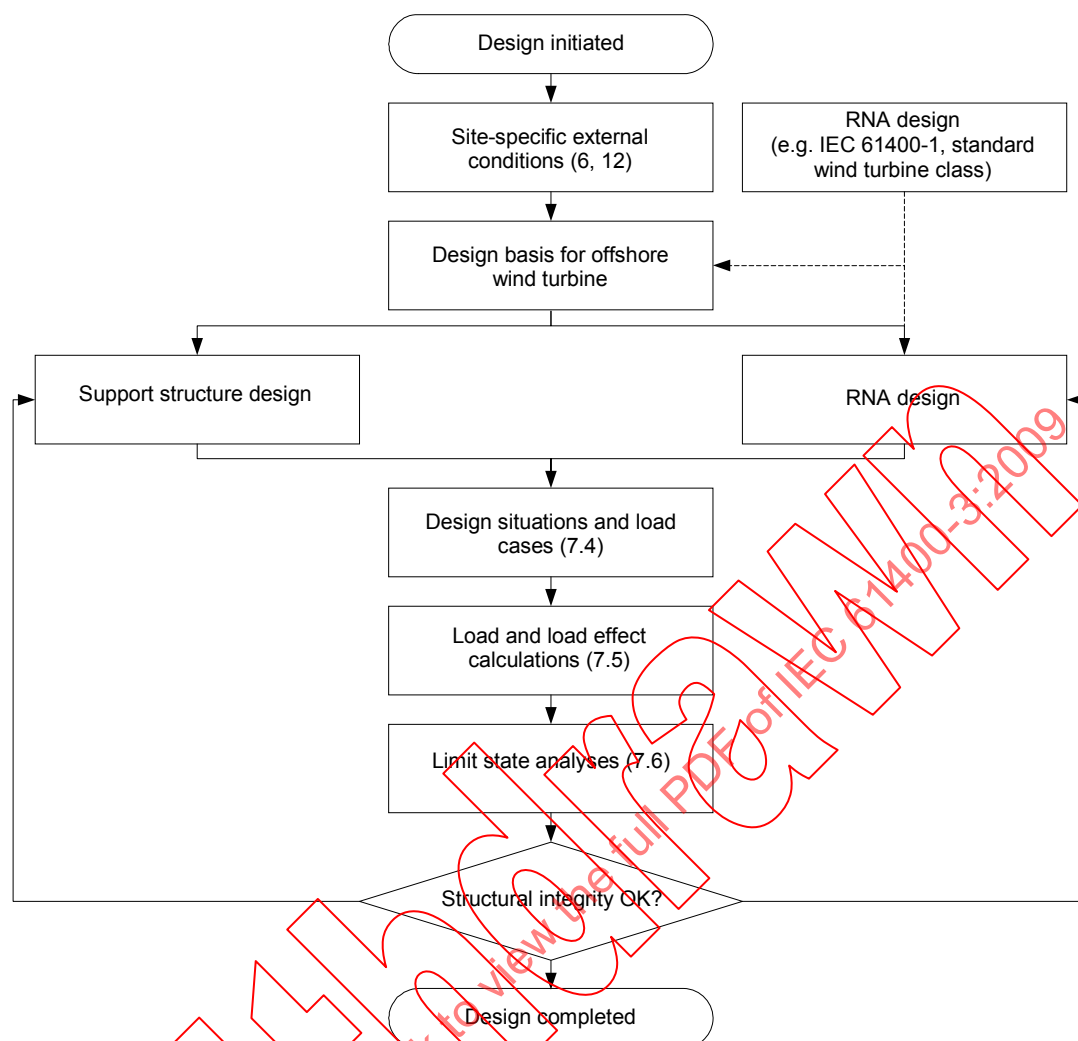
The design of the support structure of an offshore wind turbine shall be based on site-specific external conditions. These shall therefore be determined in accordance with the requirements stated in Clause 12. The conditions shall be summarized in the design basis.

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, 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 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 may be used to increase confidence in predicted design values and to verify structural dynamics models and design situations. 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 standard. The selection of test conditions, including the test loads, shall take account of the relevant safety factors.



IEC 002/09

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 7.6 of this standard.

Partial safety factors for special safety class wind turbines shall be agreed 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 6.2.

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.

It is recommended that the quality system complies with the requirements of ISO 9001.

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:

- manufacturer and country;
- model and serial number;
- production year;
- rated power;
- reference wind speed, V_{ref} ;
- hub height operating wind speed range, $V_{in} - V_{out}$;
- 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

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 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 ice, marine growth, seabed movement and scour) and other environmental conditions. The electrical conditions refer to the network conditions.

Account shall be taken of the soil properties at the site, 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.

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 normal and extreme conditions to be considered in design are prescribed in the following subclauses.

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.

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.

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

In addition to wind speed and turbulence intensity, which define the wind turbine classes, several other important parameters, notably marine conditions, are required to specify completely the external conditions to be used in the design of an offshore wind turbine. The values of these additional parameters are specified in 6.3, 6.4, 6.5 and 6.6.

The design lifetime shall be at least 20 years.

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

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

6.3 Wind conditions

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

The wind regime for load and safety considerations is divided into the normal wind conditions which will occur more frequently than once per year during normal operation of an offshore wind turbine, and the extreme wind conditions which are defined as having a 1-year or 50-year recurrence period.

The design of the support structure of an offshore wind turbine shall be based on wind conditions which are representative of the offshore wind turbine site and which shall be assessed in accordance with the requirements stated in Clause 12.

For the rotor – nacelle assembly, the wind conditions assumed for design may be site-specific or as defined by the models and parameter values specified in IEC 61400-1, although in this latter case, it shall be demonstrated subsequently that site-specific external conditions do not compromise the structural integrity. 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 exceptions to the models and 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:

$$V(z) = V_{\text{hub}} (z/z_{\text{hub}})^{\alpha} \quad (3)$$

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

The occurrences of the extreme wind speed averaged over three seconds (V_{e50} , V_{e1}) and the extreme wave height (H_{50} , H_1) are assumed to be uncorrelated and their combination is conservative. The following reduced extreme wind speeds (RWM) shall therefore be used in combination with the extreme wave heights:

$$V_{\text{red50}}(z) = 1,1 V_{\text{ref}}(z/z_{\text{hub}})^{0,11} \quad (4)$$

and

$$V_{\text{red1}}(z) = 0,8 V_{\text{red50}}(z) \quad (5)$$

6.4 Marine conditions

An offshore wind turbine shall be designed to withstand safely the marine conditions adopted as the basis of design. The marine conditions described in this clause 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 6.5.

The design of the support structure of an offshore wind turbine shall be based on environmental conditions, including the marine conditions, which are representative of the offshore wind turbine site.

The designer shall consider the influence of marine conditions on the rotor – nacelle assembly. In most cases, the rotor – nacelle assembly of an offshore wind turbine will be designed not for a specific site but rather to be suitable for a wide range of marine environments. The designer may therefore assume generic marine conditions which reflect an environment at least as severe as is anticipated for the use of the wind turbine. Depending on the dynamic properties of the support structure and the assumed design marine conditions, the designer may in some cases demonstrate by means of an appropriate analysis that the marine environment has a negligible influence on the structural integrity of the rotor – nacelle assembly.

The marine conditions for load and safety considerations are divided into the normal marine conditions which will occur more frequently than once per year during normal operation of an offshore wind turbine, and the extreme marine conditions which are defined as having a 1-year or 50-year recurrence period¹.

6.4.1 Waves

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 Annex B.

¹ The normal range of water levels is, however, defined in this standard as the variation in water level with a recurrence period of 1 year, refer to 6.4.3.1.

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 the following parameters:

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

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 supported, where appropriate, by the use of numerical hindcasting techniques, refer to 12.4.

The correlation of normal wind conditions and waves may also include consideration of mean wind and wave directions. The distributions of wind and wave directions (multi-directional) may, in some cases, 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 the extent to which the support structure is axi-symmetric. 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.

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

6.4.1.1 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 normal sea states shall, with the exception described in 7.4.1, be those sea states characterised by the expected value of the significant wave height, H_s , 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.

6.4.1.2 Normal wave height (NWH)

The height of the normal deterministic design wave, H_{NWH} , shall be assumed equal to the expected value of the significant wave height conditioned on a given value of the mean wind speed, $H_{s,NSS}$.

The designer shall take account of the range of wave period, T , appropriate to each normal wave height. The wave periods to be used in combination with the normal wave heights may be assumed to be within the range given by

$$11,1 \sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \quad (6)$$

Design calculations based on NWH shall assume values of wave period within this range² that result in the highest loads acting on the offshore wind turbine.

6.4.1.3 Severe sea state (SSS)

The severe stochastic 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 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 wind speed has a recurrence period of 50 years³. For all wind speeds, the unconditional extreme significant wave height, H_{s50} , with a recurrence period of 50 years may be used as a conservative value for $H_{s,SSS}(V)$.

The designer shall take account of the range of peak spectral period, T_p , appropriate to each significant wave height. Within this range, design calculations shall be based on values of the peak spectral period that result in the highest loads acting on an offshore wind turbine.

6.4.1.4 Severe wave height (SWH)

The severe deterministic design wave 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 wave height model associates a severe wave height with each mean wind speed in the range corresponding to power production. The severe wave height $H_{SWH}(V)$ shall in general be determined by extrapolation of appropriate site-specific metocean data so that the combination of the significant wave height and the mean wind speed has a recurrence period of 50 years⁴. For all mean wind speeds the unconditional extreme wave height, H_{50} , with a recurrence period of 50 years may be used as a conservative value for $H_{SWH}(V)$.

The designer shall take account of the range of wave period, T , appropriate to each severe wave height. The wave periods to be used in combination with the severe wave heights may be assumed to be within the range given by

$$11,1 \sqrt{H_{s,SSS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,SSS}(V)/g} \quad (7)$$

Design calculations based on SWH shall assume values of wave periods within this range that result in the highest loads acting on an offshore wind turbine.

² The wave period has a depth-dependent lower limit which is determined from the breaking wave height limit, refer to Annex C.

³ 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 G which also gives guidance on how to determine $H_{s,SSS}(V)$ from site-specific environmental conditions.

⁴ As for the severe sea state model, see 6.4.1.3, it is recommended to use IFORM described in Annex G, which also gives guidance on how to determine $H_{SWH}(V)$ from $H_{s,SSS}(V)$.

6.4.1.5 Extreme sea state (ESS)

The extreme stochastic sea state model shall be considered for both the extreme significant wave height, H_{s50} , with a recurrence period of 50 years and the extreme significant wave height, H_{s1} , with a recurrence period of 1 year. The values of H_{s50} and H_{s1} shall be determined from analysis of appropriate measurements and/or hindcast data for the offshore wind turbine site, refer to 12.4. The designer shall take account of the range of peak spectral period, T_p appropriate to H_{s50} and H_{s1} respectively. Design calculations shall be based on values of peak spectral period which result in the highest loads acting on an offshore wind turbine.

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 recurrence period occurs during the extreme 3-hour sea state with a 50-year recurrence 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 recurrence period.

6.4.1.6 Extreme wave height (EWH)

The extreme deterministic design wave shall be considered for both the extreme wave height, H_{50} , with a recurrence period of 50 years and the extreme wave height, H_1 , with a recurrence period of 1 year. The values of H_{50} , H_1 , and the associated wave periods may be determined from analysis of appropriate measurements at the offshore wind turbine site, refer to 12.4. Alternatively, assuming a Rayleigh distribution of wave heights, it may be assumed that:

$$H_{50} = 1,86 H_{s50} \quad (8)$$

and

$$H_1 = 1,86 H_{s1} \quad (9)$$

where the significant wave heights H_{s50} and H_{s1} are values for a 3-hour reference period.

The wave period to be taken in combination with these extreme wave heights may then be assumed to be within the range given by

$$11,1 \sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \quad (10)$$

Design calculations based on EWH shall assume values of wave period within this range which result in the highest loads acting on the offshore wind turbine.

For shallow water sites the extreme wave heights H_{50} , H_1 and associated wave periods shall be determined from analysis of appropriate site-specific measurements. Where such 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 the values of H_{50} and H_1 determined from the Rayleigh distribution relationships above. Annex C provides guidance to determine the nature and dimensions of breaking waves based on site conditions. The informative annex also presents an empirical model of the distribution of wave heights for shallow foreshores.

6.4.1.7 Reduced wave height (RWH)

The reduced deterministic design wave shall be considered for both the reduced wave height, H_{red50} , for the definition of the 50-year return event and the reduced wave height, H_{red1} , for the definition of the 1-year return event. The values of H_{red50} , H_{red1} shall be determined so that the simultaneous combination with the extreme wind speed averaged over 3 s (V_{e50} , V_{e1}) leads to the same probability of a more unfavourable combination occurring as the combination of the extreme wave height (H_{50} , H_1) and the reduced extreme wind speeds (V_{red50} , V_{red1}).

The values of H_{red50} , H_{red1} , and the associated wave periods may be determined from analysis of appropriate measurements at the offshore wind turbine site, refer to 12.4. Alternatively, assuming a Rayleigh distribution of wave heights, it may be assumed that:

$$H_{red50} = 1,3 H_{s50} \quad (11)$$

and

$$H_{red1} = 1,3 H_{s1} \quad (12)$$

where the significant wave heights H_{s50} and H_{s1} are values for a 3-hour reference period.

These relationships have been derived from consideration of the joint probability statistics of the stochastic variations of wind speed from the 10-min average and the variation of individual wave heights. The derivation has assumed a Gaussian probability distribution of wind speed variations and a Rayleigh distribution of wave heights. The Rayleigh distribution of wave heights may not be valid for shallow water locations due to the occurrence of breaking waves. For shallow water sites, the reduced wave heights H_{red50} , H_{red1} and associated wave periods shall be determined from analysis of appropriate site-specific measurements. Where such measurements are not available, H_{red50} and H_{red1} shall be assumed equal to the breaking wave height in cases where the latter is less than the values of H_{red50} and H_{red1} determined from the Rayleigh distribution relationships above. Annex C presents an empirical model of the distribution of wave heights for shallow foreshores.

6.4.1.8 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 breaker is spilling or plunging.

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

6.4.2 Sea currents

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;
- near shore, wave induced surf currents running parallel to the coast.

The total current velocity is the vector sum of these components. Wave induced water particle velocities and current velocities shall be added vectorially. The influence of sea currents on the relationship between wave length and wave period is generally small and may therefore be neglected.

The influence of sea currents on the hydrodynamic 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.

6.4.2.1 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:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) [(z + d)/d]^{1/7} \quad (13)$$

The 1-year and 50-year recurrence 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 12.5.

In general, it may be acceptable to assume that the sub-surface currents are aligned with the wave direction.

6.4.2.2 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:

$$U_w(z) = U_w(0) (1 - z/20) \quad (14)$$

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

$$U_w(0) = 0,01 V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m}) \quad (15)$$

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 recurrence 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 (15) to estimate the 1-year and 50-year recurrence values of wind generated sea surface current velocity.

6.4.2.3 Breaking wave induced surf currents

In the case where an offshore wind turbine is to be sited near a coastal breaking wave zone, consideration shall be given to the surf currents generated by the shear forces of the breaking waves.

The magnitude of breaking wave induced surf currents may be determined using a suitable numerical model (e.g. Boussinesq) taking account of the fully coupled wave and current kinematics. However, for near shore surf currents which have a direction parallel to the shore line, the design velocity U_{bw} at the location of breaking wave may be estimated from

$$U_{bw} = 2s \sqrt{gH_B} \quad (16)$$

where

H_B is the breaking wave height;

s is the sea floor slope, and
 g is the acceleration due to gravity.

The breaking wave height may be estimated based on the site characteristics as described in Annex C.

6.4.2.4 Normal current model (NCM)

The normal current model is defined as the appropriate site-specific combination of wind generated currents and breaking wave surf induced currents (if any) associated with normal wave conditions. The normal current model excludes tide and storm-generated sub-surface currents.

The normal current model shall be assumed for those ultimate load cases involving normal and severe wave conditions (NSS, NWH, SSS, SWH) and for each load case the velocity of the wind generated currents may be estimated from the relevant mean wind speed, refer to 6.4.2.2.

6.4.2.5 Extreme current model (ECM)

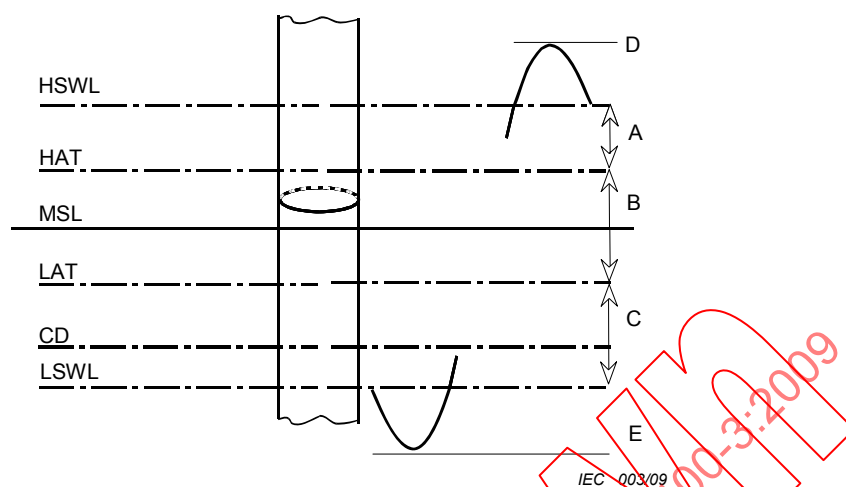
The extreme current model is defined as the appropriate site-specific combination of sub-surface currents, wind generated currents and breaking wave surf induced currents (if any) with recurrence periods of 1 and 50 years.

The extreme current model shall be assumed for those ultimate load cases involving extreme or reduced wave conditions (ESS, EWH, RWH). Sea currents with the same recurrence period as the waves shall be assumed for these load cases.

6.4.3 Water level

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, NWH) with the exception stated in 6.4.3.1 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**6.4.3.1 Normal water level range (NWLR)**

The normal water level range shall be assumed equal to the variation in water level with a recurrence period of 1 year. In the absence of site-specific data to characterise the long term probability distribution of water levels, the normal water level range may be assumed to be equal to the variation 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) and severe wave height (SWH) models;
- wave conditions with a recurrence 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) and severe wave height (SWH) models, 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.

6.4.3.2 Extreme water level range (EWLR)

The extreme water level range shall be assumed for ultimate load cases associated with wave conditions with a recurrence period of 50 years. 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 recurrence period of 50 years, based on an appropriate combination of highest astronomical tide and positive storm surge;
- lowest still water level with a recurrence 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.

6.4.4 Sea ice

At some locations, loading of the support structure of an offshore wind turbine due to sea 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 ice shall be undertaken as stated in 12.7.

Annex E provides guidance with regard to ice load calculations.

6.4.5 Marine growth

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

6.4.6 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 12.9.

6.5 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 given may increase their effects.

The following other environmental conditions, at least, shall 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;
- water density;
- water temperature;
- traffic.

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 recurrence 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 6.5.2 shall be combined with the normal wind conditions according to IEC 61400-1 and normal marine conditions according to 6.4.

6.5.1 Normal other environmental conditions

The normal other environmental condition values that should be taken into account, are:

- ambient air temperature range of $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- 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 1025 kg/m^3 ;
- water temperature range⁵ of $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

6.5.2 Extreme other environmental conditions

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

6.5.2.1 Temperature

The extreme air temperature range for offshore wind turbines in the standard wind turbine classes should be at least $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6.5.2.2 Lightning

The provisions of lightning protection required in IEC 61400-1 may be considered as adequate for offshore wind turbines in the standard wind turbine classes.

6.5.2.3 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 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- spray of the wave crest at temperatures below $0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

6.5.2.4 Earthquakes

No minimum earthquake requirements are given for offshore wind turbines in the standard wind turbine classes. For consideration of earthquake conditions and effects see IEC 61400-1.

6.6 Electrical power network conditions

The normal conditions at the offshore wind turbine terminals to be considered are listed below.

Normal electrical power network conditions apply when the following parameters fall within the ranges stated below:

- voltage – nominal value (according to IEC 60038) $\pm 10\text{ }%$;
- frequency – nominal value $\pm 2\text{ }%$;

⁵ The ambient air and water temperatures shall be 1-hour average values.

- voltage imbalance – the ratio of the negative-sequence component of voltage not exceeding 2 %;
- auto-reclosing cycles – auto-reclosing cycle periods of 0,1 s to 5 s for the first reclosure and 10 s to 90 s for a second reclosure shall be considered;
- outages – electrical network outages shall be assumed to occur 20 times per year. An outage of up to 6 h⁶ shall be considered a normal condition. An outage of up to 3 months shall be considered an extreme condition.

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 and/or tests 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.

7.2 Design methodology

It shall be verified that limit states are not exceeded for a 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.

7.3 Loads

Loads described in 7.3.1, through 7.3.6, shall be considered for the design calculations.

7.3.1 Gravitational and inertial loads

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

7.3.2 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.

7.3.3 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

⁶ Six hours of operation is assumed to correspond to the duration of the severest part of a storm.

loading to consider the range of actuator forces available. 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.

7.3.4 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 a height with a minimum clearance relative to the expected value of the highest crest elevation with a recurrence 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 minimum clearance, referred to as the air gap, shall be defined as $0,2 \times H_{s50}$ but with a minimum value of 1 m.

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

7.3.5 Sea 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 E.

7.3.6 Other loads

Other loads such as wake loads, impact loads, ice loads, etc., may occur and shall be included where appropriate.

Where relevant, earthquake loads shall be considered according to IEC 61400-1. 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

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 and protection system. The design load cases used to verify the structural integrity of an offshore wind turbine shall be calculated by combining:

- 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 1 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 ice is expected to occur, the design load cases presented in Table 2 shall be considered.

If the offshore wind turbine controller could, during design load cases with a deterministic wind model, cause a wind turbine to shutdown prior to reaching maximum yaw angle and/or wind speed, then it must be shown that the turbine can reliably shutdown 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.

For each design load case, the appropriate type of analysis is stated by “F” and “U” in Table 1. “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), abnormal (A), or transport and erection (T). Normal design load cases are expected to occur frequently within the lifetime of a turbine. 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, A, or T, determines the partial safety factor γ_f to be applied to the ultimate loads. These factors are given in Table 3.

Table 1 – 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 $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ RNA	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	For extrapolation of extreme loads on the RNA	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS joint prob distribution of H_s, T, V_{hub}	COD, 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 (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MS, wind direction change	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6a	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N
	1.6b	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SWH $H = H_{SWH}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Table 1 – Design load cases (continued)

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	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	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, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	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 (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N

Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	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 (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
5) Emergency shut down	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
	6.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red50}$	EWL $H = H_{50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.2b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.3a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.3b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
6.4	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		F	*

Table 1 – Design load cases (continued)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
7) Parked and fault conditions	7.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H_s = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWL $H = H_1$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_1$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	8.1	To be stated by the manufacturer							T
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2b	EWM Steady wind model $V_{hub} = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWL $H = H_1$	COD, UNI	ECM	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	*

The following abbreviations are used in Table 1:

COD	co-directional (see 6.4.1)
DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change (see IEC 61400-1)
ECM	extreme current model (see 6.4.2.5)
EDC	extreme direction change (see IEC 61400-1)
EOG	extreme operating gust (see IEC 61400-1)
ESS	extreme sea state (see 6.4.1.5)
EWL	extreme wave height (see, 6.4.1.6)
EWLR	extreme water level range (see 6.4.3.2)
EWM	extreme wind speed model (see IEC 61400-1)
EWS	extreme wind shear (see IEC 61400-1)
MIS	misaligned (see 6.4.1)
MSL	mean sea level (see 6.4.3)
MUL	multi-directional (see 6.4.1)
NCM	normal current model (see 6.4.2.4)
NTM	normal turbulence model (see IEC 61400-1)
NWH	normal wave height (see 6.4.1.2)
NWLR	normal water level range (6.4.3.1)
NWP	normal wind profile model (see IEC 61400-1)
NSS	normal sea state (see 6.4.1.1)
RWH	reduced wave height (see 6.4.1.7)
RWM	reduced wind speed model (see 6.3)
SSS	severe sea state (see 6.4.1.3)
SWH	severe wave height (see 6.4.1.4)
UNI	uni-directional (see 6.4.1)
$V_r \pm 2$ 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
T	transport and erection
*	partial safety factor for fatigue (see 7.6.3)

When a wind speed range is indicated in Table 1, 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 calculation⁷. In the definition of the design load cases, reference is made to the wind and marine conditions described in Clause 6.

⁷ In general a resolution of 2 m/s is considered sufficient.

For calculation of the loads acting on the RNA and with the exception of those design load cases (DLC 1.4 and 3.3) that involve a transient change in mean wind direction, 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)⁸.

In general, co-directionality of the wind and waves may be assumed for calculation of the loads acting on the support structure for all design load cases except those (DLC 1.4 and 3.3) involving a transient change in mean wind direction and those corresponding to the wind turbine in a parked (standing still or idling) design situation.

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 1, 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 case loads 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.

7.4.1 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.

DLC 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 RNA. 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 speeds. 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 1.2 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.

⁸ 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.

For DLC 1.2, 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.

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 and 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.

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 and 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. Alternatively, the simulations may be performed using a normal deterministic design wave (NWH), where the height shall be assumed equal to 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 1.6a embodies the requirements for ultimate loading resulting from normal turbulence (NTM) and severe sea state (SSS) conditions. The significant wave height for each individual sea state shall be computed from the conditional distribution of significant wave heights for the relevant mean wind speed, as described in 6.4.1.3.

For DLC 1.6b, the height of the severe deterministic design wave (SWH) for each mean wind speed shall be computed as described in 6.4.1.4. Calculation of DLC 1.6b may be omitted if in the treatment of DLC 1.6a, the non-linear wave kinematics are properly represented in the dynamic simulations of the severe stochastic sea state.

For calculation of the loads acting on the RNA, the statistical analysis of DLC 1.1 simulation data 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 values of these parameters 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 these parameters 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 computed in DLC 1.3 are equal to or exceed the extreme design values of these parameters computed in DLC 1.1.

7.4.2 Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.1 - 2.4)

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. For DLC 2.1, the occurrence of faults relating to control functions or loss of electrical network connection shall be considered as normal events⁹. For DLC 2.2, rare events, including faults relating to the protection functions or internal electrical systems shall be considered as abnormal. For DLC 2.3, the potentially

⁹ For DLC 2.1, consideration should also be given to the design situation associated with ride-through of faults on the electrical network.

significant wind event, EOG, is combined with an internal or external electrical system fault (including loss of 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. 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 2.4.

For DLC 2.1, 2.2, 2.3 and 2.4, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed and 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. Alternatively, for DLC 2.3, the simulations may be performed using a normal deterministic design wave (NWH), where the height shall be assumed equal to the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

7.4.3 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 behaviour.

For DLC 3.1, 3.2 and 3.3, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed and 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. Alternatively, the simulations for these load cases may be performed using a normal deterministic design wave (NWH), where the height shall be assumed equal to the expected value of the conditional distribution of significant wave heights for 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.

7.4.4 Normal shut down (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 behaviour.

For DLC 4.1 and 4.2, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed and 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. Alternatively, the simulations may be performed using a normal deterministic design wave (NWH), where the height shall be assumed equal to the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

7.4.5 Emergency shut down (DLC 5.1)

Loads arising from emergency shut down shall be considered.

For DLC 5.1, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed and 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 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 recurrence period of 50 years. 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 50-year recurrence period occurs during the extreme sea state with 50-year recurrence period. For DLC 6.3 the same assumption shall be applied with regard to the combination of the extreme 10-min mean wind speed and the extreme sea state each with a 1-year recurrence period.

DLC 6.1, 6.2 and 6.3 may be analysed using simulations of turbulent inflow and stochastic sea states, or by treatment of steady wind models in combination with deterministic design waves. Subsidiary load cases of DLC 6.1, 6.2 and 6.3 are defined in Table 1, based on these two approaches. For design load cases where the wind conditions are defined by EWM, either the steady extreme wind model or the turbulent extreme wind model shall be used as indicated in Table 1. If the steady extreme wind model or steady reduced wind model (RWM) is used, this shall be combined with a deterministic design wave and the response shall be estimated from a quasi-steady analysis with appropriate corrections for dynamic response, refer to Annex D.

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 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 misalignment¹⁰. The reduction of the extreme wave height shall be calculated taking account of the water depth, fetch and other relevant site-specific conditions.

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 yaw misalignment of up to $\pm 15^\circ$ using the steady extreme wind model or 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.

¹⁰ The extreme wind and wave conditions may be assumed to be initially co-directional. As the storm passes over the site of the wind turbine, the wind direction may change causing a misalignment relative to the wave direction. During the time taken for a significant wind direction change, the severity of the wave conditions will have reduced.

For DLC 6.1a, the turbulent extreme wind model shall be taken together with the extreme sea state (ESS) conditions. The response shall be estimated using full dynamic simulation based on at least six 1-hour realizations for each combination of extreme wind speed and extreme sea state. In this case, the hub height mean wind speed, turbulence standard deviation and significant wave height shall be taken as 50-year recurrence values each referenced to a 1-hour simulation period. The 1-hour value of the 50-year recurrence mean wind speed may be obtained from the 10-min average by use of the conversion stated in Table 1:

$$V_{50,1\text{-hour}} = k_1 V_{50,10\text{-min}}; \quad k_1 = 0,95 \quad (17)$$

The 1-hour value of the turbulence standard deviation may be obtained from the 10-min value as follows:

$$\sigma_{i,1\text{-hour}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (18)$$

The turbulence models given in IEC 61400-1 may be used together with the 1-hour values of 50-year recurrence mean wind speed and turbulence standard deviation given by equations (18) and (19).

The significant wave height for a 1-hour simulation period may be obtained from the value corresponding to a 3-hour reference period by the use of the conversion stated in Table 1 where, for deep water sites:

$$k_2 = 1,09 \quad (19)$$

At shallow water sites the value for k_2 given in equation (20) may be conservative and may be adjusted.

Realizations shorter than 1 h may be assumed if the designer is able to demonstrate that this will not reduce the estimated extreme response. Constrained wave methods may be used for this purpose, refer to Annex D. In the case of a constrained wave analysis based on a simulation period of 10 min, the hub height mean wind speed shall be taken as the 10 min value with a 50-year recurrence, the significant wave height shall be taken as the 3 h value with a 50-year recurrence and the embedded regular wave shall have the magnitude of the extreme wave height with a 50-year recurrence, H_{50} .

For DLC 6.1b, the steady extreme wind model shall be taken together with the reduced deterministic design wave (RWH) which has the reduced wave height, $H_{\text{red}50}$, with a recurrence period of 50 years.

For DLC 6.1c, the steady reduced wind model (RWM) shall be taken together with the extreme deterministic design wave (EDW). In this case, the wind speed shall be assumed as $V_{\text{red}50}$ and the wave height shall be assumed equal to the extreme wave height, H_{50} , with a recurrence period of 50 years.

DLC 6.1b and 6.1c may be omitted if, in the treatment of DLC 6.1a, the non-linear wave kinematics are properly represented in the dynamic simulations of the extreme stochastic sea state.

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

For DLC 6.2a, the turbulent extreme wind model shall be taken together with the extreme sea state (ESS) conditions and the hub height mean wind speed and significant wave height shall be taken as 50-year recurrence values. The extreme response shall be estimated using the same methods as described above for DLC 6.1a.

For DLC 6.2b, the steady extreme wind model shall be taken together with the reduced deterministic design wave (RWH) which has the reduced wave height, H_{red50} , with a recurrence period of 50 years. DLC 6.2b may be omitted if in the treatment of DLC 6.2a, the non-linear wave kinematics are properly represented in the dynamic simulations of the extreme stochastic sea state.

In DLC 6.3, the extreme wind with a 1-year recurrence period shall be combined with an extreme yaw misalignment. An extreme yaw misalignment of up to $\pm 30^\circ$ using the steady extreme wind model or a mean yaw misalignment of $\pm 20^\circ$ using the turbulent wind model shall be assumed,

For DLC 6.3a, the turbulent extreme wind model shall be taken together with the extreme sea state (ESS) conditions and, in this case, the hub height mean wind speed and significant wave height shall be taken as 1-year recurrence values. The extreme response shall be estimated using the same methods as described above for DLC 6.1a.

For DLC 6.3b, the steady extreme wind model shall be taken together with the reduced deterministic design wave (RWH) which has the reduced wave height, H_{red1} , with a recurrence period of 1 year. DLC 6.3b may be omitted if, in the treatment of DLC 6.3a, the non-linear wave kinematics are properly represented in the dynamic simulations of the extreme stochastic sea state.

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 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.

7.4.7 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. If any fault other than a loss of electrical power network produces deviations from the normal behaviour of the wind turbine in parked situations, the possible consequences shall be the subject of analysis.

In case of a fault in the yaw system, yaw misalignment of $\pm 180^\circ$ shall be considered. 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 recurrence 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 recurrence period occurs during the extreme sea state with 1-year recurrence period.

DLC 7.1 may be analysed using simulations of turbulent inflow and stochastic sea states, or by treatment of steady wind models in combination with deterministic design waves. Subsidiary load cases of DLC 7.1 are defined in Table 1 based on these two approaches. For design load cases, where the wind conditions are defined by EWM, either the steady extreme wind model or the turbulent extreme wind model shall be used, as indicated in Table 1. If the steady extreme wind model or steady reduced wind model (RWM) is used, this shall be combined with a deterministic design wave and the response shall be estimated from a quasi-steady analysis, with appropriate corrections for dynamic response, refer to Annex D.

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 account of 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.

For DLC 7.1a, the turbulent extreme wind model shall be taken together with the extreme sea state (ESS) conditions. The extreme response shall be estimated using the same methods as described above for DLC 6.1a.

For DLC 7.1b, the steady extreme wind model shall be taken together with the reduced deterministic design wave (RWH) which has the reduced wave height, H_{red1} , with a recurrence period of 1 year.

For DLC 7.1c, the steady reduced wind model (RWM) shall be taken together with the extreme deterministic design wave (EWH). In this case, the wind speed shall be assumed as V_{red1} and the wave height shall be assumed equal to the extreme wave height, H_1 , with a recurrence period of 1 year.

DLC 7.1b and 7.1c may be omitted if in the treatment of DLC 7.1a the non-linear wave kinematics are properly represented in the dynamic simulations of the extreme stochastic sea state.

In DLC 7.2, the expected number of hours of non-power production time due to faults on the electrical network or in the wind turbine shall be considered for each wind speed and sea state where significant fatigue damage can occur to any components. 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.

7.4.8 Transport, assembly, maintenance and repair (DLC 8.1 to 8.3)

For DLC 8.1, the manufacturer 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. The manufacturer shall allow sufficient margin between the stated conditions and the wind and marine conditions considered in design to give an acceptable safety level. Sufficient margin may be obtained by adding 5 m/s to the stated wind condition.

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;
- where relevant, loads associated with helicopter operations.

An impact of the support structure by the dedicated service vessel shall be considered and the analysis shall be performed in accordance with the requirements and guidelines of ISO 19902.

The design situation, the maximum size of the service vessel and the limiting external conditions for approach of an offshore wind turbine by the vessel shall be stated by the designer. The designer shall consider an impact not less than that caused by the service vessel coming into contact with the support structure at a speed of 0,5 m/s and considering an added mass coefficient of 1,4 for sideways collision and 1,1 for bow or stern collision. It shall be assumed, in this case, that all the kinetic energy associated with the impact is absorbed by the fendering installation. The loading associated with maximum wind and marine conditions allowed for service vessel access shall be combined with that due to the service vessel impact.

The energy absorbed by the support structure will depend on its stiffness in comparison to that of the impacting component of the vessel. In the case of a very stiff support structure, for example a concrete 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.

If information about the service vessel is not known by the designer, the impact force can normally be accounted for by applying 5 MN distributed as a horizontal line load over the whole width of the support structure. This load shall be considered to include dynamic amplification. The vertical extent of the collision zone shall be assessed on the basis of the vessel draft, and the maximum wave and tidal elevations allowed for service vessel access. In practice, the vertical position will vary between + 3 m to – 5 m relative to MSL. For local pressure calculation, a vertical extension of 2 m may be assumed.

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.

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 RNA, and the RNA without one or more blades. 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.

Blocking devices shall be able to sustain the loads arising from relevant situations in DLC 8.1. In particular, application of maximum design actuator forces shall be taken into account.

For DLC 8.2a, the turbulent extreme wind model shall be taken together with the extreme sea state (ESS) conditions. The extreme response shall be estimated using the same methods as described above for DLC 6.1a.

For DLC 8.2b, the steady extreme wind model shall be taken together with the reduced deterministic design wave (RWH) that has the reduced wave height, H_{red1} , with a recurrence period of 1 year.

For DLC 8.2c, the steady reduced wind model (RWM) shall be taken together with the extreme deterministic design wave (EDW). In this case, the wind speed shall be assumed as V_{red1} and the wave height shall be assumed equal to the extreme wave height, H_1 , with a recurrence period of 1 year.

DLC 8.2b and 8.2c may be omitted if in the treatment of DLC 8.2a the non-linear wave kinematics are properly represented in the dynamic simulations of the extreme stochastic sea state.

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 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 RNA, and the RNA without one or more blades, where this situation is expected to persist for a significant period of time¹¹. 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 Sea ice design load cases

In addition to the load cases in Table 1, the load cases in Table 2 shall be considered for the design of a support structure for an offshore wind turbine that will be installed at a site where sea ice is expected to occur. The sea ice design load cases E1 to E7 are further described in Annex E together with guidance regarding relevant load calculation methods.

¹¹ The sensitivity of the partially installed offshore wind turbine to vortex induced vibrations due to wind and/or waves and currents should be considered.

Table 2 – Design load cases for sea ice

Design situation	DLC	Ice condition	Wind condition	Water level	Type of analysis	Partial safety factor
Power production	E1	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
	E2	Horizontal load from water fluctuations or arch effect	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out} Wind speed resulting in maximum thrust	NWLR	U	N
	E3 For extrapolation of extreme events	Horizontal load from moving ice floe at relevant velocities $H = H_{50}$ in open sea $H = H_m$ for land-locked waters	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out} Wind speed resulting in maximum thrust	NWLR	U	N
	E4	Horizontal load from moving ice floe at relevant velocities $H = H_{50}$ in open sea $H = H_m$ for land-locked waters	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NWLR	F	*
	E5	Vertical force from fast ice covers due to water level fluctuations	No wind load applied	NWLR	U	N
Parked	E6	Pressure from hummocked ice and ice ridges	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_1$	NWLR	U	N
	E7	Horizontal load from moving ice floe at relevant velocities $H = H_{50}$ in open sea $H = H_m$ for land-locked waters	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NWLR	F	*

Abbreviations used in Table 2:

- DLC design load case
 EWM extreme wind speed model (see IEC 61400-1)
 NTM normal turbulence model (see IEC 61400-1)
 NWLR normal water level range (see 6.4.3.1)
 F fatigue (see 7.6.3)
 U ultimate strength (see 7.6.2)
 N normal
 * partial safety factor for fatigue (see 7.6.3)

7.5 Load and load effect calculations

Load and load effect calculations shall be performed using appropriate methods taking proper account of the structural dynamic response of an offshore wind turbine to the combination of relevant external conditions.

7.5.1 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.

7.5.2 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 D 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. Structural elements can only be considered hydrodynamically smooth if above highest astronomical tide (HAT).

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.

7.5.3 Calculation of sea ice loads

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

7.5.4 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 1.6a, 6.1a, 6.2a, 6.3a and 7.1a, at least six 1-hour stochastic realizations shall be required for each mean wind speed and sea state considered in the simulations. This requirement may be relaxed and shorter realizations may be assumed if the designer is able to demonstrate that the estimated extreme response is not less extreme than that obtained with 1-hour realizations. Constrained wave methods may be used for this purpose, refer to Annex D

The values of mean wind speed, turbulence standard deviation and significant wave height used as inputs to load cases requiring dynamic simulation shall be appropriate to the chosen simulation period.

With the exception of DLC 1.6a, 6.1a, 6.2a, 6.3a and 7.1a, the values of mean wind speed, turbulence standard deviation and significant wave height used as inputs to load cases requiring dynamic simulation shall, where necessary, be adjusted to ensure that the reference period of the input parameters matches the chosen simulation period. Guidance on the need for and means of adjusting wind speed, turbulence standard deviation and sea state parameters for different reference periods is given in 12.3 and 12.4. For DLC 6.1a, 6.2a, 6.3a and 7.1a the conversions stated in 7.4.6 shall be applied. In the case of DLC 1.6a, guidance is provided in Annex G.

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 recurrence period may be larger than any of the values computed in the simulation.

For load cases with specified deterministic wind field and wave events the characteristic value of the load effect shall be the worst case computed transient value. When turbulent inflow is used together with irregular sea states, the mean value among the worst case computed load effects for 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.

7.5.5 Other requirements

Loads as described in 7.3.1 through 7.3.6 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 C;
- diffraction, refer to Annex D.

The resolution of metocean parameters (significant wave height, peak spectral period and mean wind speed) used to define load cases for fatigue load calculations shall be sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long term distribution of metocean parameters.

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 both the directional data and the modelling of aeroelastic damping of the lateral motion of the support structure are reliable.

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.

The design condition for evaluating cracks in concrete and soil settling should be defined. It is recommended to use one of the following alternatives, based on production load cases (DLC1.2):

- 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

This standard 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 the subclauses below shall be followed.

7.6.1.1 The partial safety factor format

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 :

$$S_d \leq R_d \quad (20)$$

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.

7.6.1.1.1 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} .

$$S_{di} = \gamma_{fi} S_{ki} \quad (21)$$

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} .

$$F_{di} = \gamma_{fi} F_{ki} \quad (22)$$

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 support structure and foundation with the load effects in the tower applied as a boundary condition. The differences between the two approaches are illustrated in Figure 4 below.

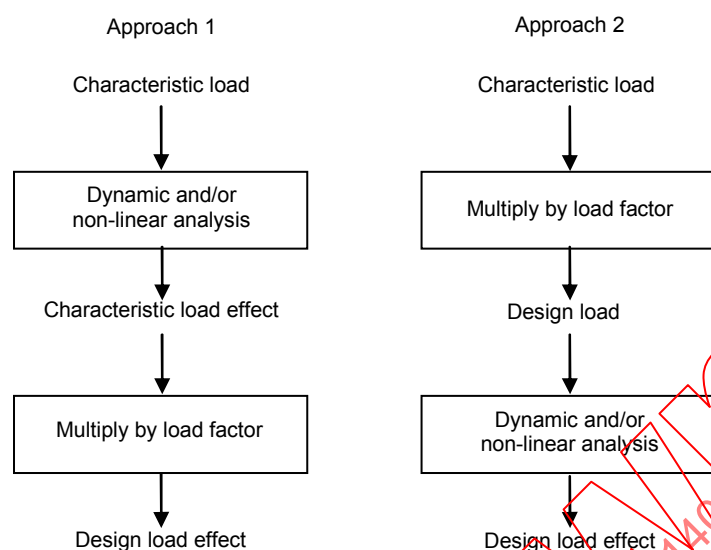


Figure 4 – The two approaches to calculate the design load effect

7.6.1.1.2 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:

$$R_d = R \left(\frac{1}{\gamma_m} f_k \right) \quad (23)$$

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:

$$R_d = \frac{1}{\gamma_m} R_k \quad (24)$$

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

Equation (22) is used together with equation (24) according to the provisions of IEC 61400-1. Some standards, for example ISO 19902, require the use of equation (23) in combination with equation (25) whereas other standards, for example ISO 19903, combine equation (23) and equation (24).

7.6.2 Ultimate strength analysis

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 standard (IEC 61400-3) shall be used in the design of the support structure.

For each support structure component assessed and for each load case in Table 1 where ultimate strength analysis is appropriate, the design criterion in equation (22) shall be verified for the most critical limit state, identified on the basis of having the least margin.

If structural design of the substructure and foundation is undertaken in accordance with the ISO standards or other recognized offshore standards based on similar design principles Approach 2 in 7.6.1.1.1 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 substructure 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 lower flange or the sea floor, in addition to the design values of hydrodynamic loads and permanent loads.

Approach 1 in 7.6.1.1.1 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 must be taken that partial safety factors are calibrated to compensate for lack of modelling of soil and substructure non-linearities in response. The calibration must ensure that the same level of structural reliability is obtained as is implied by the provisions of this standard, including references made to the relevant ISO design standards.

7.6.2.1 Partial safety factors for loads

Partial safety factors for loads shall be at least the values specified in 61400-1. These values are reproduced in Table 3 below.

Table 3 – Partial safety factors for loads γ_f

Unfavourable loads			Favourable ¹² loads
Type of design situation (see Tables 1 and 2)			All design situations
Normal (N)	Abnormal (A)	Transport and erection (T)	
1,35*	1,1	1,5	0,9
* For design load case DLC 1.1, given that loads are determined using statistical load extrapolation at prescribed wind speeds between V_{in} and V_{out}, the partial load factor for normal design situations shall be $\gamma_f = 1,25$. If for normal design situations the characteristic value of the load response $F_{gravity}$ due to gravity can be calculated for the design situation in question, and gravity is an unfavourable load, the partial load factor for combined loading from gravity and other sources may have the value: $\gamma_f = 1,1 + \varphi \zeta^2$ $\varphi = \begin{cases} 0,15 & \text{for DLC 1.1} \\ 0,25 & \text{otherwise} \end{cases}$ $\zeta = \begin{cases} 1 - \frac{ F_{gravity} }{F_k} & F_{gravity} \leq F_k \\ 1 & F_{gravity} > F_k \end{cases}$			

¹² Pretension and gravity loads that significantly relieve the total load response are considered favourable loads.

7.6.2.2 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 standard (IEC 61400-3) shall be used in the design of the support structure.

For each support structure component assessed and for each load case in Table 1 and Table 2 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.

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.

8 Control and protection system

The operation and safety of an offshore wind turbine shall be governed by a control and protection 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 H.

9 Mechanical systems

A mechanical system for the purposes of this standard 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 H.

10 Electrical system

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

The power collection system is not covered in this standard.

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 IP rating in accordance with relevant national and international design codes and regulations. Guidance relating to corrosion protection is given in Annex H.

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 design

The design and structural analysis of the foundation of an offshore wind turbine shall be performed in accordance with the ISO offshore structural design standards or other recognized offshore design standards. If offshore design standards other than the ISO standards are used, it must be demonstrated that at least the same level of structural reliability with respect to ultimate strength and fatigue is obtained. The design load cases and associated load safety factors specified in Table 1 and Table 2 of this standard shall be used as the basis of the design of the foundation.

In general, the design and analysis shall comply with ISO 19900. 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 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 damage¹³ 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

¹³ 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.

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 H.

Annex F identifies sources of further specific guidance relating to the design of foundations for offshore wind turbines.

12 Assessment of the external conditions at an offshore wind turbine site

12.1 General

Offshore wind turbines are subject to environmental and electrical conditions, including the influence of nearby turbines that may affect their loading, durability and operation. In addition to these conditions, account has to be taken of the seismic, bathymetric and soil conditions at the offshore wind turbine site.

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 external conditions taken as the basis of the design of an offshore wind turbine shall be stated clearly in the design documentation. As guidance, Annex A presents a summary list of the key external condition parameters that may form the basis of design.

The partial safety factors for loads in 7.6.2.1 assume that the site assessment of the normal and extreme wind conditions has been carried out according to the minimum requirements in this clause.

12.2 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 ice;
- occurrence of icing;
- 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 parameters¹⁴. 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.

12.3 Assessment of wind conditions

Values at the wind turbine site of the following parameters shall be estimated:

- the extreme 10-min average wind speed at hub height with a recurrence period of 50 years;
- wind speed probability density function $p(V_{\text{hub}})$;
- ambient turbulence standard deviation $\hat{\sigma}$ (estimated as the mean value of the standard deviation of the longitudinal component¹⁵) 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} ;
- wind shear¹⁶;
- air density.

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. All parameters, except air density, shall be available as functions of wind direction, given as 10-min averages.

The site wind parameters shall be either:

- measured in the range of $0,2 V_{\text{ref}}$ and $0,4 V_{\text{ref}}$ 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.

Where site-specific extreme average wind speeds are available only for averaging periods longer than 10 min, the conversion factors stated in Table 4 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.

¹⁴ 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.

¹⁵ The longitudinal component of turbulence may be approximated by the horizontal component.

¹⁶ High shear values for extended periods of time have been reported for certain areas in connection with highly stratified flow or severe roughness changes. The external conditions in Clause 6 are not intended to cover such cases.

Table 4 – 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 h¹⁷.

The value of the 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 there are no site data available for turbulence, the turbulence standard deviation σ_1 may be estimated using the surface roughness parameter z_0 derived from the Charnock expression:

$$z_0 = \frac{A_C}{g} \left[\frac{\kappa \cdot V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} \right]^2 \quad (25)$$

where

g is the acceleration due to gravity

$\kappa = 0,4$ 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 locations¹⁸.

The roughness of the sea surface increases with wind speed and thus the turbulence intensity will increase as a function of wind speed. 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

$$\sigma_1 = \frac{V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} + 1,28 \times 1,44 \times I_{15} \quad (26)$$

where I_{15} is the average value of hub height turbulence intensity determined at $V_{\text{hub}} = 15$ m/s.¹⁹

¹⁷ This assumption may not be valid at the tail of long term probability distribution, for mean wind speeds exceeding V_{out} .

¹⁸ 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.

¹⁹ The standard deviation $1,44 \times I_{15}$ in equation (26) is consistent with IEC 61400-1. However, significantly larger standard deviations have been recorded for some offshore locations. Hence, this parameter should be carefully evaluated for the specific site, accounting for available information from similar or neighbouring sites.

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

$$\sigma_{i,1\text{-hour}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (27)$$

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.

12.4 Assessment of waves

The following parameters shall be estimated:

- the significant wave height with a recurrence period of 50 years assuming a 3-hour reference period, $H_{s,50}$, and the associated range of wave peak spectral periods;
- the significant wave height with a recurrence period of 1 year assuming a 3-hour reference period, $H_{s,1}$, and the associated range of wave peak spectral periods;
- the extreme individual wave height with a recurrence period of 50 years, H_{50} ;
- the extreme individual wave height with a recurrence period of 1 year, H_1 ;
- the reduced individual wave height with a recurrence period of 50 years, H_{red50} ;
- the reduced individual wave height with a recurrence period of 1 year, H_{red1} ;
- the extreme crest height with a recurrence period of 50 years.

The extreme significant wave heights may be determined from the metocean database by extrapolation based on the tail of the long term distribution of significant wave heights, refer to ISO 19901-1. 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 . 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 C may be followed to determine the nature and dimensions of breaking waves based on site conditions.

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 .

By definition H_s and T_p are independent of averaging period and therefore their marginal long term probability distributions do not change with their averaging periods. In order to determine the joint probability distribution of V_{hub} , H_s , and T_p , an averaging period shall be selected to define the mean wind speed to which to correlate the significant wave height and peak spectral period. The averaging period shall be 1 h. 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 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 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 available²⁰. 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 Annex B 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.

12.5 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 account of components associated with tidal, storm surge, wind generated and wave induced surf 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- and 50-year recurrence 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 6.4.2 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.

12.6 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.

12.7 Assessment of sea ice

The influence of sea ice shall be assessed during the design of the support structure of an offshore wind turbine that will be installed at a site where sea ice is expected to occur. An

²⁰ An assumption of co-directionality of wind and waves may not be conservative although, conversely, for a specific site and offshore wind turbine structure, co-directionality may be too conservative.

assessment will require detailed information concerning the properties of the sea ice at the offshore wind turbine site. The manufacturer shall describe in the design documentation the sea ice properties assumed. The following parameters shall be determined from statistical data from an ice atlas or similar document:

- ice thickness, H , with a 50-year recurrence period;
- ice crushing strength σ_c ;
- risk of current or wind induced ice floe;
- risk of forces induced by fluctuating water level;
- frequency of ice concentration.

12.8 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 growth²¹.

12.9 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 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

²¹ 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.

- from calculations calibrated by prototype or model tests.

12.10 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.

12.11 Assessment of other environmental conditions

The following environmental conditions shall be assessed for comparison with the assumptions made in design of an offshore wind turbine:

- normal and extreme air temperature ranges;
- hail and snow;
- humidity;
- lightning;
- solar radiation;
- chemically active substances;
- salinity;
- water density;
- water temperature range.

12.12 Assessment of earthquake conditions

The assessment of earthquake conditions shall be undertaken in accordance with the requirements stated in IEC 61400-1.

12.13 Assessment of weather windows and weather downtime

Weather windows and weather downtime are of importance for transportation, installation and maintenance of an offshore wind turbine. An assessment of weather windows and weather downtime shall be undertaken for the site of the wind turbine.

12.14 Assessment of electrical network conditions

The external electrical conditions at the wind turbine terminals at a proposed site shall be assessed to ensure compatibility with the electrical design conditions. The external electrical conditions shall include the following²²:

- normal voltage and range including requirements for remaining connected or disconnected through specified voltage range and duration;
- normal frequency, range and rate of change, including requirements for remaining connected or disconnected through specified frequency range and duration;
- voltage imbalance specified as percentage negative phase sequence voltage for symmetric and unsymmetrical faults;
- method of neutral grounding;
- method of ground fault detection / protection;
- annual number of network outages;

²² The turbine designer may need to take account of grid compatibility conditions. The above represent a set of minimum requirements. Local and national grid compatibility requirements need to be anticipated at the design stage.

- total lifetime duration of network outages;
- auto-reclosing cycles;
- required reactive compensation schedule;
- fault currents and duration;
- phase-phase and phase-ground short-circuit impedance at the wind turbine terminals;
- background harmonic voltage distortion of the network;
- presence of power line carrier signalling if any and frequency of same;
- fault profiles for ride-through requirements;
- power factor control requirements;
- ramp rate requirements; and
- other grid compatibility requirements.

12.15 Assessment of soil conditions

The soil properties at a proposed site shall be assessed by a professionally qualified geotechnical engineer.

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 close 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;
- 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.

13 Assembly, installation and erection

13.1 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, feet, 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.

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.

13.2 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).

13.3 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.

13.4 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.

13.5 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.

13.6 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.

13.7 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 with risk of consequent damage, blades, nacelles, other aerodynamic parts and light crates shall be secured.

13.8 Foundation/anchor systems

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

13.9 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.

13.10 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.

13.11 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.

13.12 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.

14 Commissioning, operation and maintenance

14.1 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.

14.2 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 shut down 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.

14.3 Instructions concerning commissioning

The manufacturer shall provide instructions for commissioning.

14.3.1 Energization

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

14.3.2 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.

14.3.3 Records

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

14.3.4 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.

14.4 Operator's instruction manual

14.4.1 General

An operators 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 eye, feet, 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.

14.4.2 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.

14.4.3 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 shut downs 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.

14.4.4 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.

14.4.5 Work procedures plan

The manual shall require that the offshore wind turbine shall be operated according to safe working procedures, taking account of 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.

14.4.6 Emergency procedures plan

Probable 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

14.5 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 61400-3:2009

Withd2Wn

Annex A (informative)

Key design parameters for an offshore wind turbine

A.1 Offshore wind turbine identifiers

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.1.1 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.1.2 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 12.15)
- resonant frequencies of the support structure (minimum, maximum):
 - at normal operating conditions [Hz]
 - at extreme operating conditions [Hz]
- corrosion allowance [mm]
- corrosion protection (description)
- height of access platform (above MSL) [m]

A.1.3 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 for 1- and 50-year recurrence periods
- extreme direction change model and parameters for 1- and 50-year recurrence periods
- 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.1.4 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 recurrence 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 recurrence periods [m]
- range of peak periods for 1- and 50-year recurrence periods [s]
- individual extreme wave height for 1- and 50-year recurrence periods [m]
- range of associated wave periods for 1- and 50-year recurrence periods [s]
- extreme crest height with a recurrence period of 50 years [m]
- extreme sea surface current for 1- and 50-year recurrence 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 ice conditions (description, see 12.7)
- 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.1.5 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)

Wave spectrum formulations

B.1 General

It is often useful to describe a sea state in terms of a linear random wave model by specifying a wave spectrum. For offshore engineering purposes, two-parameter spectral formulations are generally preferred, i.e. the parameters required for defining a wave spectrum are the significant wave height, H_s , and the peak period, T_p .

The spectral form that can best be used depends on the geographical area, the severity of the sea state to be modelled and the application concerned. However, the most frequently used spectra for wind generated seas are the Pierson-Moskowitz (PM) spectrum for a fully developed sea, and the Jonswap spectrum for a developing sea. For swell spectra, information can be found in ISO 19901-1.

The best results are obtained if these spectra are used with site-specific parameters as this inherently considers actual limitations in fetch and shallow water effects.

B.2 The Pierson-Moskowitz spectrum

The PM spectrum is applicable to a fully developed sea, i.e. when the growth of the waves is not limited by the fetch. For many areas, this will be the case most of the time, and the PM spectrum is therefore often used for fatigue analysis. The spectral density of the surface elevation is given by

$$S_{PM}(f) = 0,3125 \cdot H_s^2 \cdot f_p^4 \cdot f^{-5} \cdot \exp\left(-1,25 \left(\frac{f_p}{f}\right)^4\right) \quad (B.1)$$

where

H_s is the significant wave height (m);

f_p is the peak frequency ($= \frac{1}{T_p}$) (Hz);

f is the frequency (Hz).

Figure B.1 shows the PM spectrum for a sea state given with H_s equal to 2,25 m and T_p equal to 7,13 s.

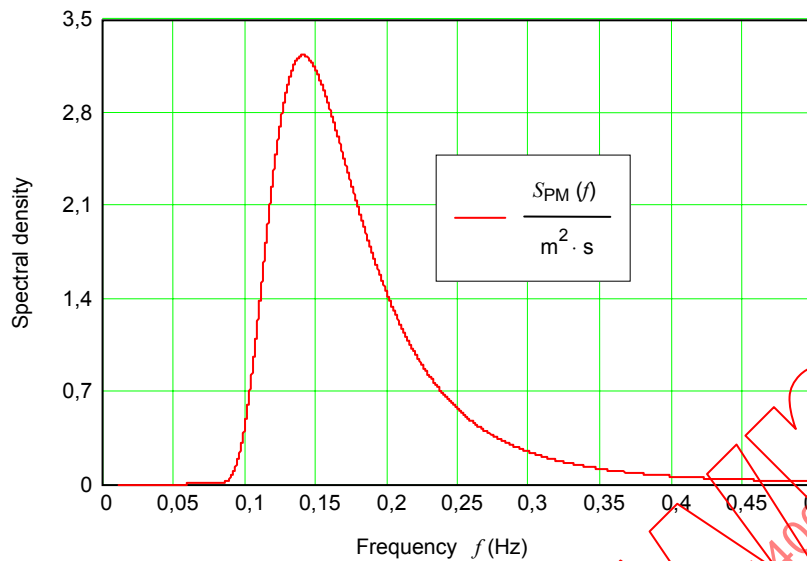


Figure B.1 – PM spectrum

B.3 The Jonswap spectrum

The Jonswap spectrum is formulated as a modification of the PM spectrum for a developing sea state in a fetch limited situation. The spectrum was derived to account for a higher peak and a narrower spectrum in a storm situation for the same total energy as compared with the PM spectrum. The Jonswap spectrum is therefore often used for extreme event analysis.

Two modification factors are introduced, a peak enhancement factor, γ^α , and a normalising factor, $C(\gamma)$. The first factor increases the peak and narrows the spectrum, the second reduces the spectral density to ensure that both spectral forms have the same H_s (energy). The formulation has been chosen so that $\gamma = 1$ recovers the PM spectrum.

The spectral density of the surface elevation is given by

$$S_{JS}(f) = C(\gamma) \cdot S_{PM}(f) \cdot \gamma^\alpha \quad (B.2)$$

where

γ is the peak-shape parameter;

$$C(\gamma) \text{ is the normalising factor} = \frac{\int_0^\infty S_{PM}(f) df}{\int_0^\infty S_{PM}(f) \gamma^\alpha df} \quad (B.3)$$

As an example, Figure B.2 shows a comparison between the Jonswap spectrum and the PM spectrum for a typical North Sea storm sea state ($H_s = 14,4$ m, $T_p = 15,4$ s and $\gamma = 3,3$).

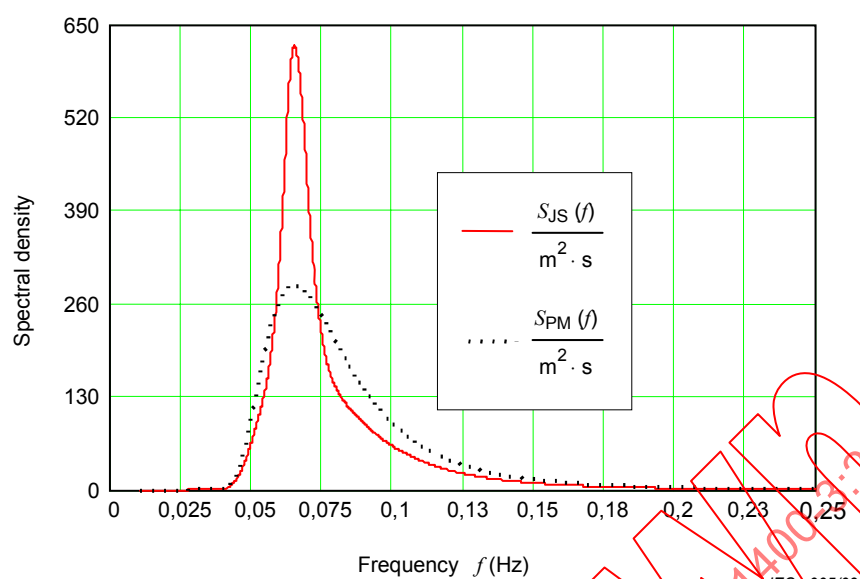


Figure B.2 – Jonswap and PM spectrums for typical North Sea storm sea state

In lieu of more detailed information, the following values may be used:

$$\alpha = \exp\left(-\frac{(f - f_p)^2}{2\sigma^2 f_p^2}\right) \quad (\text{B.4})$$

where

$$\sigma = 0,07 \quad \text{for} \quad f \leq f_p$$

$$\sigma = 0,09 \quad \text{for} \quad f > f_p$$

Peak-shape parameter:

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \text{for} \quad \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 3,6 \\ \exp\left(5,75 - 1,15 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}\right) & \text{for} \quad 3,6 \leq \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 5 \\ 1 & \text{for} \quad \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} > 5 \end{cases} \quad (\text{B.5})$$

with H_s in metres and T_p in seconds.

Normalising factor:

$$C(\gamma) = 1 - 0,287 \cdot \ln \gamma \quad (\text{B.6})$$

The normalising factor must be equal to unity for $\gamma = 1$.

Using the above values the Jonswap spectrum is frequently written:

$$S_{JS}(f) = 0,3125 \cdot H_s^2 \cdot T_p \cdot \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-5} \cdot \exp\left(-1,25 \cdot \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-4}\right) \cdot (1 - 0,287 \cdot \ln \gamma) \cdot \gamma \cdot \exp\left(-0,5 \cdot \left(\frac{\frac{f}{f_p} - 1}{\sigma}\right)^2\right) \quad (B.7)$$

The Jonswap spectrum is the best model spectrum to be used for waves in shallow waters.

B.4 Relationship between peak and zero crossing periods

The following approximate relationship exists between the peak period T_p and the zero-crossing period T_z . This relationship is valid for both the PM spectrum and the Jonswap spectrum.

$$T_z = T_p \cdot \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}} \quad (B.8)$$

For $\gamma = 1$ the following relationship is found for the PM spectrum

$$T_p = 1,41 \cdot T_z \quad (B.9)$$

B.5 Wave directional spreading

In the design of offshore structures all waves are normally assumed to propagate in one direction, namely in the direction of the wind. All waves are thus assumed long-crested (2-dimensional). The one-dimensional wave spectra given above reflect this situation.

However, most real seas are composed of many large and small waves propagating in many directions, i.e. the wave energy at a point has both an angular distribution and a distribution over a range of frequencies. Such waves are called short-crested, as they do not have a long crest. As compared to long-crested waves they represent a reduction in the wave action, which may be expressed in a two-dimensional wave spectrum $S(f, \theta)$, where θ is a direction relative to the wind direction.

where

$$S(f, \theta) = S(f) \cdot D(f, \theta); \quad (B.10)$$

$S(f)$ is the one-dimensional wave spectrum;

$D(f, \theta)$ is the directional spreading function.

The spreading function $D(f, \theta)$ is generally not known, and is therefore normally substituted by a symmetric, frequency independent function $D(\theta)$ over a sector on either side of the main direction. The following relationship applies by definition:

$$\int_{-\pi}^{\pi} D(\theta) d\theta = 1 \quad (B.11)$$

Normally, directional information is difficult to measure and to validate. In practical design of fixed offshore structures, especially in shallow areas, unidirectional sea states should therefore be used.

B.6 Effect of alternative frequency units

In this annex, wave spectra have been given with frequency units of Hz. It is also possible to use spectra with frequency unit rad/s, for which the following relationships apply:

$$\omega = \frac{2\pi}{T} \quad (\text{B.12})$$

$$S(f) = 2\pi \cdot S(\omega) \quad (\text{B.13})$$

B.7 Reference documents

1. ISO 19901-1, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions*
2. Det Norske Veritas and Risø National Laboratory, *Guidelines for Design of Wind Turbines*, 2nd edition 2002
3. Det Norske Veritas DNV-OS-J101, *Design of Offshore Wind Turbine Structures*, October 2007

Annex C (informative)

Shallow water hydrodynamics and breaking waves

C.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 C.1 provides guidance on the selection of suitable regular wave theories as a function of normalised wave height and water depth.

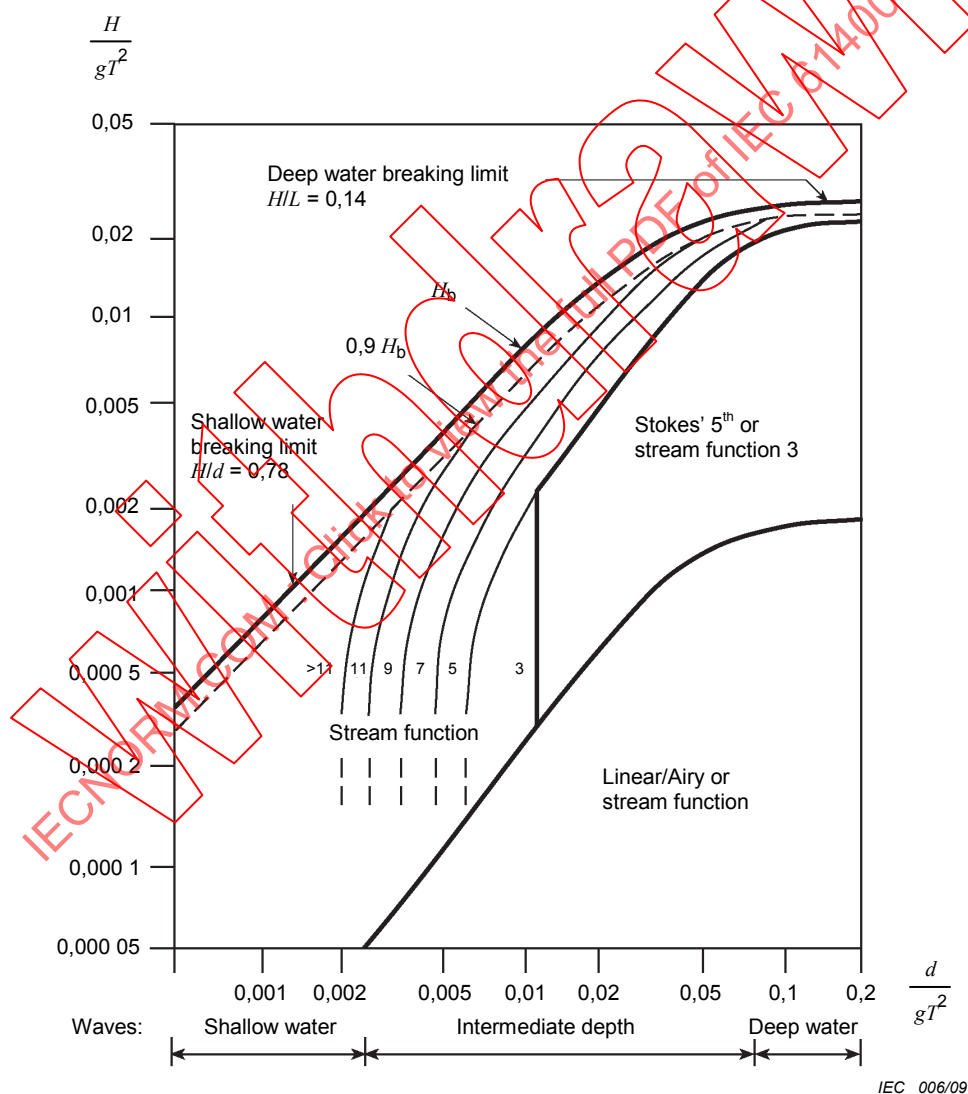


Figure C.1 – Regular wave theory selection diagram

The following symbols are used in Figure C.1:

H - wave height;

L - wave length;

T - wave period;

d - water depth;

g - the acceleration due to gravity.

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.

C.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.

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 19901-1:2005 (A.8.4 and A.9.4.1).

The presence of a compact structure in the wave field may significantly influence the nature of the waves approaching the structure. Such cases require a diffraction analysis to be performed. The MacCamy-Fuchs correction may be used to account for wave diffraction effects on applied structural loads.

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. In these cases, the wave height distribution developed for shallow water sites by Battjes and Groenendijk (reference document 1) 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 apply²³. 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:

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

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

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

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

$$H_{tr} = (0,35 + 5,8 \tan \alpha)d \quad (C.3)$$

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

$$h_{tr} = \frac{H_{tr}}{H_{rms}} \quad (C.4)$$

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

$$H_{x\%} = h_{x\%} H_{rms} \quad (C.5)$$

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

²³ 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.

Table C.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
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

h_{tr}	h_1	h_2	$h_{2\%}$	$h_{1\%}$	$h_{0,1\%}$
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
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

If, for a shallow water site, the above equations are used together with Table C.1 in order to determine the extreme wave height (EWH), H_{50} , with a recurrence period of 50 years, the reduced wave height (RWH) may be estimated as:

$$H_{red50} = 1,1\sqrt{2}H_{rms50} \quad (C.6)$$

where H_{rms50} is obtained from the variance of the surface elevation for the sea state with a recurrence period of 50 years. The same approach may be used to estimate the reduced wave height with a recurrence period of 1 year.

As an example of the application of the Battjes and Groenendijk wave height distribution, consider a location where the water depth is $d = 21$ m, the measured significant wave height (4 times the standard deviation) is $H_{m0} = 7,1$ m, and the slope of the seabed is $\tan \alpha = 0,01$. Find the wave height, $H_{0,1\%}$, with 0,1 % probability of exceedance:

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 C.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 must 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:

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

C.3 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 2).

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

$$T > \sqrt{\frac{0,78d}{0,14 \frac{g}{2\pi}} \cdot \operatorname{artanh}\left(\frac{H}{0,78d}\right)} ; \quad H < 0,78d \quad (\text{C.7})$$

where d denotes the water depth²⁴.

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 from

$$H_B = \frac{b}{\left[1/d + a/gT_b^2\right]} \quad (\text{C.8})$$

²⁴ 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.

where

$$a = 44[1 - \exp(-19 \tan \alpha)]$$

$$b = \frac{1,6}{1 + \exp(-19 \tan \alpha)}$$

T_b is the period of the breaking wave;

α is the sea floor slope.

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 appearance.

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 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 D. Below the still water level the wave profile and kinematics may be described by a high-order stream function solution.

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 C.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 :

$$\xi_0 = \frac{\tan \alpha}{\sqrt{H_0 / \lambda_0}} \quad (\text{C.9})$$

$$\xi_b = \frac{\tan \alpha}{\sqrt{H_b / \lambda_0}}$$

Table C.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.

C.4 Reference documents

1. Battjes, J. A., and Groenendijk, H. W., *Wave height distributions on shallow foreshores*, J. of Coastal Engineering, Vol. 40 (2000) pp.161-182.
2. 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.
3. Ochi, M. K., *Ocean Waves – The Stochastic Approach*, Cambridge University Press, 1998.

IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-3:2009

Withdrawn

Annex D (informative)

Guidance on calculation of hydrodynamic loads

D.1 General

After selection of an appropriate wave theory (see Annex C) 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.

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 1000 components should be considered (see reference document 1.).

Hydrodynamic loading on offshore structures may be classified as:

- viscous drag loading: caused by 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 must 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 D.2 below. When the member size is greater than about 1/5 of the wavelength, diffraction effects are important, as discussed in Clause D.3.

D.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:

$$F = \frac{1}{2} C_d \rho D |U| U + C_m \rho A \dot{U} \quad (\text{D.1})$$

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:

$$F = \frac{1}{2} C_d \rho D |U_r| U_r + C_m \rho A \dot{U}_w - C_a \rho A \dot{U}_s \quad (\text{D.2})$$

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 still 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.

For non-cylindrical members, guidance on the choices of C_d and C_m values may be obtained from reference document 4. It should be noted that for non-circular cross-sections C_d is a function of the incident flow angle.

D.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 must 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

$$f_x = \frac{2\rho g H}{k} \frac{\cosh(ks)}{\cosh(kd)} \frac{1}{\sqrt{A_1(ka)}} \cos(\omega t - \alpha) \quad (D.3)$$

where

$$A_1(ka) = J_1'^2(ka) + Y_1'^2(ka)$$

$$\alpha = \arctan\left(\frac{J_1'(ka)}{Y_1'(ka)}\right) \quad (D.4)$$

The horizontal force per unit length may be, equivalently, written as the inertia part of Morison's equation:

$$f_x = C_m \rho \pi a^2 \dot{u}_\alpha \quad (D.5)$$

in which $\dot{u}_\alpha$ is the water particle acceleration at an elevation s above the sea floor at a phase lag of α

$$\dot{u}_\alpha = (gHk/2)(\cosh(ks)/\cosh(kd)) \cos(\omega t - \alpha)$$

$$C_m = \frac{4}{\pi(ka)^2 \sqrt{A_1}} \quad (\text{D.6})$$

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.

D.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 mean 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 mean 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

$$F = \frac{1}{2} C_s \rho D U^2 \quad (\text{D.7})$$

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 velocity of water particles normal to the cylinder.

Slap and slam can lead to very high pressures occurring. It is possible to estimate these pressures although the uncertainties in the calculation are very considerable. For practical purposes in exposed waters, it is probably reasonable to allow for a pressure of 1MPa on surfaces liable to slam or slap (see reference document 4).

Measurements by Wienke of breaking waves acting on vertical and inclined cylindrical structures (see reference document 6) have shown that the impact force F_I may be added to Morison's equation as an additional component of the wave force:

$$F_{\text{wave_break}} = F_D + F_M + F_I \quad (\text{D.8})$$

where

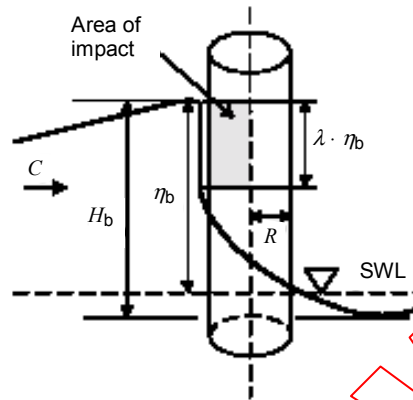
F_D is the drag component of the wave force;

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.

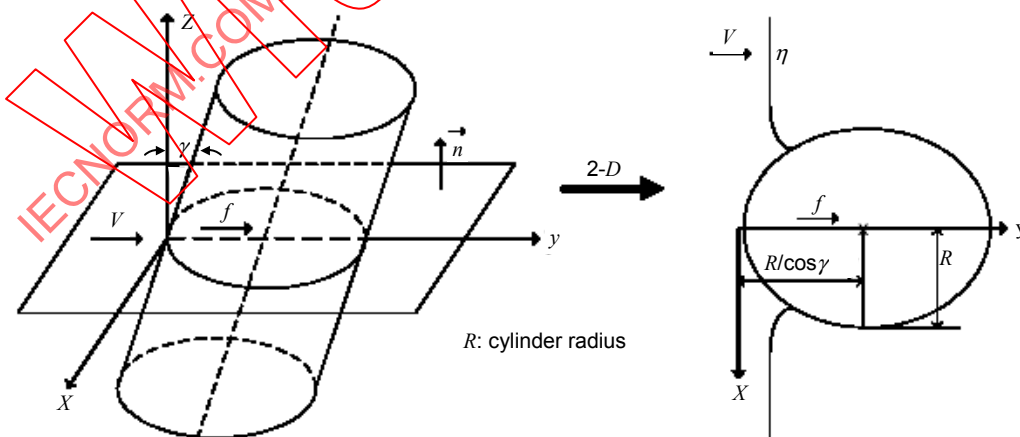
Considering a cylinder in a breaking wave environment, the impact area may be defined as shown in Figure D.1:



where C is the wave celerity;
 H_b is the wave height at the breaking location,
 η_b is the maximum elevation of the free water surface,
 R is the radius of the cylinder,
 λ is the curling factor $\sim 0,5$.

Figure D.1 – Breaking wave and cylinder parameters

When the mass of water hits the cylinder not normally but at an oblique angle γ , 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.



IEC 008/09

Figure D.2 – Oblique inflow parameters

The impact force F_I may be calculated as

$$F_I = \lambda \eta_b \rho_{\text{water}} R V^2 \cos^2 \gamma \left(2\pi - 2\sqrt{\frac{V \cos \gamma}{R}} t \operatorname{artanh} \sqrt{1 - \frac{V \cos \gamma}{4R}} t \right) \quad (\text{D.9})$$

$$\text{for } 0 \leq t \leq \frac{R}{8V \cos \gamma}$$

and

$$F_I = \lambda \eta_b \rho_{\text{water}} R V^2 \cos^2 \gamma \left(\pi \sqrt{\frac{1}{6 \frac{V \cos \gamma}{R} t'}} - 4 \sqrt{\frac{8}{3} \frac{V \cos \gamma}{R}} t' \operatorname{artanh} \sqrt{1 - \frac{V \cos \gamma}{4R}} t' \sqrt{6 \frac{V \cos \gamma}{R}} t' \right) \quad (\text{D.10})$$

$$\text{for } \frac{3R}{32V \cos \gamma} \leq t' \leq \frac{12R}{32V \cos \gamma} \quad \text{with } t' = t - \frac{R}{32V \cos \gamma}$$

The total duration of the impact is given by

$$T = \frac{13R}{32V \cos \gamma} \quad (\text{D.11})$$

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 wave direction.

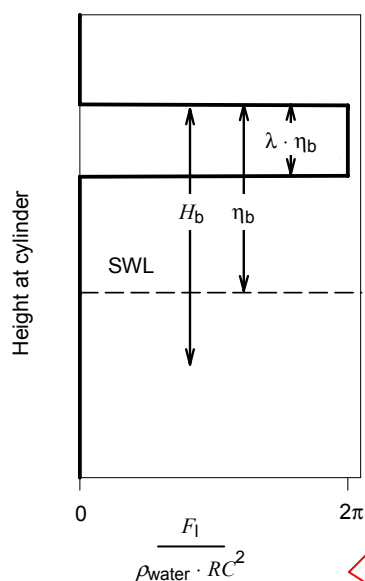


Figure D.3 – Distribution over height of the maximum impact line force ($\gamma = 0^\circ$)

D.5 Vortex induced vibrations

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., 9. and 10.

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).

D.5.1 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

$$U_{\text{crit}} = \frac{f_n D}{S_t} \quad (\text{D.12})$$

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:

$$U_{\text{crit}} \approx 5 f_n D \quad (\text{D.13})$$

for peak cross-flow oscillations. Motion may start at lower flow speeds. The flow velocity may be expressed in terms of a reduced velocity U_r :

$$U_r = \frac{U}{f_n D} \quad (\text{D.14})$$

The value of the critical reduced velocity 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 combining these influences is defined as:

$$k_s = \frac{2m_e \delta}{\rho D^2} \quad (\text{D.15})$$

where

m_e is the equivalent mass per unit length (see reference document 4);

δ is the logarithmic decrement of structural damping.

Figure D.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.

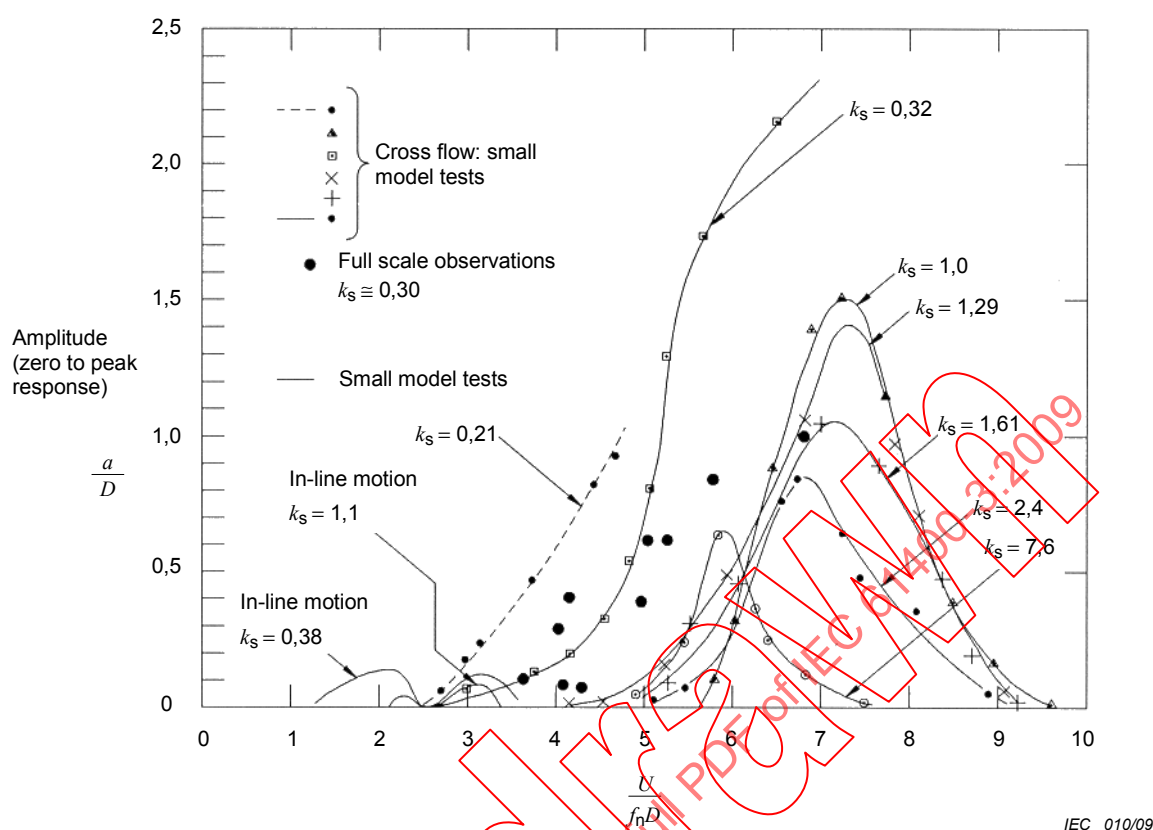


Figure D.4 – Response of model and full-scale cylinder in-line and cross-flow (from reference document 4)

D.5.2 Critical velocities for in-line motion

Alternate vortex shedding at frequency f_l produces dynamic loading in the in-line direction at frequency $2f_l$. The critical reduced velocity for this mode of excitation is therefore

$$U_r \approx 2,5 \quad (\text{D.16})$$

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

$$U_r \approx 2,0 \quad (\text{D.17})$$

For a given structure, the amplitude of in-line oscillations is generally no more than 20 % of that for the cross-flow direction.

D.6 Appurtenances

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.

D.6.1 Alternative method for estimating hydrodynamic coefficients accounting for appurtenances and marine growth on a monopile

A simple method, for global load analysis, largely based on the API Recommended Practice 2A-WSD (reference document 11), is presented below for modelling the loads on appurtenances by calculating equivalent hydrodynamic coefficients.

This method determines equivalent hydrodynamic drag and inertia coefficients (C_{deq} and C_{meq}) which, when combined with the basic geometry (diameter) of the monopile 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 will be functions of the following variables.

- Reynolds number (R);
- surface roughness (e);
- marine growth thickness (t_{MG});
- Keulegan-Carpenter number (K);
- total (U_m), wave (U_w) and current (U_c) velocities;
- appurtenance size (d_i);
- appurtenance orientation on monopile relative to wave and current direction (ϕ_i);
- spacing between monopile and appurtenance.

The appurtenances, i.e. J-tubes, fenders, boat landing, etc., are approximated by vertical circular cylinders (tubes), characterized by an equivalent diameter, d_i as suggested in reference document 11.

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 monopile diameter.

The equivalent hydrodynamic coefficients for a given cross-section are hence calculated by

$$C_{deq} = \left\{ \frac{D'}{D} C_{ds}(R, e) \cdot WAF_d(K) + \sum_{i=1}^N \left[\frac{d_i'}{D} \cdot C_{dsi}(R_i, e) \cdot WAF_{di}(K_i) \cdot IF_{di}(\phi_i, K_i) \right] \right\} \quad (D.18)$$

and

$$C_{meq} = \left\{ \frac{(D')^2}{D^2} C_m(K, C_{ds}) + \sum_{i=1}^N \left[\left(\frac{d_i'}{D} \right)^2 \cdot (1 + (C_{mi}(K_i, C_{dsi}) - 1) \cdot IF_{mi}(\phi_i, K_i)) \right] \right\} \quad (D.19)$$

where

$$R \equiv \frac{U_m \cdot D'}{\nu} \quad R_i \equiv \frac{U_m \cdot d_i'}{\nu} \quad K_i \equiv \frac{U_m \cdot T}{d_i'} \quad K \equiv \frac{U_m \cdot T}{D'} \quad e \equiv \frac{k}{D'}$$

and

$$d_i' \equiv d_i + 2t_{MG} \quad D' \equiv D + 2t_{MG}$$

$C_{ds}(R, e)$ is the steady state (current only) drag coefficient,

WAF_d is the wake amplification factor,

IF_d and IF_m are interference factors expressing the variation in hydrodynamic coefficient for the appurtenance due to the presence of the monopile.

It is noted that no interference from the appurtenance on the monopile is taken into account as $D \gg d_i$.

Although the hydrodynamic coefficients dependency on R is negligible for most practical applications, this is not necessarily the case for the appurtenance or for fatigue analyses. Hence, the hydrodynamic coefficients dependency on R should be included.

For shallow water, the wave kinematics will not extend very much over the water depth and R and K may be calculated based on wave kinematics at the free surface. However, in general it will be more correct to calculate local R and K values for each cross-section.

The interference factors IF_{di} and IF_{mi} account for three phenomena: (1) the lee effect reducing the hydrodynamic loading on the appurtenance in the lee of the monopile, (2) the gap effect increasing the hydrodynamic loading on the appurtenance when the gap between the appurtenance and the monopile is small and (3) the speed-up effect at the sides of the monopile.

The API Recommended Practice 2A-WSD (reference document 11) may be used to calculate the lee effect. Although no methodology exists for calculating the gap effect, the DNV Classification Notes No. 30.5 (reference document 8) provides some useful methods for calculating the hydrodynamic coefficient for a cylinder close to a vertical infinite wall. The speed-up effect at the sides of a cylindrical structure can in most cases be calculated using two-dimensional potential flow theory.

D.7 Calculation methods

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 D.7.1. Because such models are not in common engineering usage, three alternative methods are suggested in D.7.2, D.7.3 and D.7.4 below.

D.7.1 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.

D.7.2 Wave non-linearity factor approach

Using this method, simulations take the following effects into account:

- structural flexibility;
- turbulent wind;
- irregular, linear waves.

The effect of wave non-linearity is accounted for using a set of load factors which are computed for the specific turbine and conditions in question. From the set of time domain simulations, the wind speeds and wave heights corresponding to the maximum loads are identified. Using these conditions, additional simulations are performed with a rigid structure and a) regular non-linear waves, and b) regular linear waves, to calculate “wave non-linearity factors” for each load of interest. The maximum loads identified in the original simulations are then multiplied by these factors. Alternatively, the original simulations may be repeated with scaled linear waves, where the scale factor is chosen such that the scaled regular wave under b) gives identical maximum loads to the non-linear wave under a).

If not otherwise accounted for, the influence of directional spreading can be included in the irregular and regular waves by application of a directional spreading factor to the horizontal components of the two-dimensional wave kinematics. A description of the directional spreading factor is provided in ISO 19901-1:2005, A.8.7.2.

D.7.3 Regular wave approach

Using this method, simulations take the following effects into account:

- structural flexibility,
- steady wind,
- regular, non-linear waves.

Initially, simulations are performed with turbulent wind in a calm sea in order to identify the maximum aerodynamic loading for the components of interest. Subsequently, a steady wind model is used for simulations with regular non-linear waves, but the wind speed is increased above the design value until the aerodynamic loading corresponds at least to the magnitude previously derived using the turbulent wind model. Simulations should be no longer than three wave periods to prevent a non-physical limit-state response of the support structure from influencing the results.

The influence of directional spreading can be included in the regular wave approach by application of a directional spreading factor to the horizontal components of regular two-dimensional wave kinematics. A description of the directional spreading factor is provided in ISO 19901-1:2005, A.8.7.2.

D.7.4 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 one 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: 2005, A.8.7.2.

D.7.4.1 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, CN 30.5: *Environmental Conditions and Environmental Loads*, Classification Notes No. 30.5, March 2000.
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. DS410: *Code of Practice for Loads for the Design of Structures (Norm for last pa° konstruktioner)*, Danish Standards Association, 2004.
10. Germanischer Lloyd, Rules and Guidelines IV-Part 8 Pipelines, 1 *Rules for Subsea Pipelines and Risers*, 2004.
11. API Recommended Practice 2A-WSD (RP 2A-WSD) Twentieth Edition, July 1, 1993, *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design*.

Annex E (informative)

Recommendations for design of offshore wind turbine support structures with respect to ice loads

E.1 Introductory remarks

Ice loading is 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 extreme support structure loads and cause catastrophic failures for offshore wind turbines.

This annex is, to a large extent, based on reference documents 1 and 2.

The magnitude of the ice forces should be estimated taking into account local ice conditions and water levels as well as ice movements, and to the size and form of the support structure. 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 floes;
- 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.

E.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 height of the cone. 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 be considered to act in the directions of the prevailing current and wind vector. The possibility that the wind direction can be independent of the motion direction of the ice should be taken into account. A dynamic time simulation of the load case is usually required. The possibility for dynamic locking of the ice breaking frequency to the wind turbine eigenfrequencies and to other turbines in a wind farm should be investigated. Model tests can be used as part of an assessment.

E.3 Choice of ice thickness

The ice thickness, h , should be established by analysis of statistical data from a local ice atlas or similar document (see reference document 7.). References to databases are given at the end of this annex. In most cases, a combined analysis of ice thickness and crushing strength is to be carried out. For wind turbines in the open sea the thickness may be chosen as a category corresponding to the 50-year recurrence period. For wind turbines in archipelagos and land-locked waters, the thickness of moving ice may be chosen to correspond to “normal winters” and fast ice cover thickness corresponding to the 50-year recurrence period.

Given below is an equation to estimate the ice thickness in metres at the end of a frost period:

$$h = 0,032 \sqrt{0,9 K_{\max} - 50} \quad (\text{E.1})$$

where $K_{\max} = \sum_{\text{days}} |\tau_{\text{mean}}(\text{day})|$, $\tau_{\text{mean}} < 0^\circ\text{C}$

i.e. the absolute value of the total of those 24 h mean temperatures that are less than 0°C in a frost period (degree-days)²⁵.

E.4 Load cases

The following load cases should be applied if relevant for the site. The wind and water level conditions are stated in Table 2 of this standard. These should be assessed in accordance with the requirements of Clause 12 to determine appropriate site-specific values to be combined with sea ice loading for the load cases described below. Consideration of waves is not required. Load cases E1, E2, E3, E5 and E6 are ultimate load cases while E4 and E7 are fatigue load cases. The implementation of dynamic loading is described in E.4.6.

E.4.1 Horizontal load from fast ice cover originating from temperature fluctuations (DLC E1)

Thermal ice pressure should only be considered in lakes and in brackish seas. In the open sea with saline water like 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 and forces according to equation (E.2) can occur.

The thermal force can be written:

$$H_t = f_t D \quad (\text{E.2})$$

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 is set to 300 kN/m for standalone support structures or for peripheral support structures in a wind farm. For support structures behind the outer row or inside a wind farm, f_t is given the value 100 kN/m.

²⁵ Example: For a period of 5 days with the mean day temperatures $-12, -19, +2, -3, -4$ $K_{\max} = 38$.

E.4.2 Horizontal load from fast ice cover originating from water level fluctuations and arch effect (DLC E2)

Unilateral horizontal pressure from arch effect between wind turbine support structures or between support structures and the shore can be estimated as in equation (E.3).

$$H_v = f_v D \quad (\text{E.3})$$

where

D is the diameter of the support structure at the water line. D is set to 4 m if $D < 4$ m;

$f_v = 200$ kN/m.

E.4.3 Horizontal load from moving ice (DLC E3, E4 and E7)

Forces from large moving ice floes should be estimated according to the method described in E.4.3.1 or in E.4.3.2. The requirement for extrapolation of combined extreme wind and ice loads for DLC E3 is addressed in E.6.

DLC E7 is a situation where the turbine is parked and moving ice can introduce fatigue loads on the support structure and the tower.

E.4.3.1 Vertical cylindrical shapes

This method is taken from reference documents 1. and 3. It considers vertical structures with cylindrical shapes. The maximum static force due to crushing may be estimated from

$$H_d = k_1 k_2 k_3 h D \sigma_c \quad (\text{E.4})$$

where

k_1 is the shape factor for the shape of the support structure on the ice impact side;

k_2 is the contact factor for the ice contact against the support structure;

k_3 is the factor for the ratio between ice thickness and the support structure diameter;

D is the diameter of the support structure at the water line;

σ_c is the crushing strength of the ice.

Ice crushing strength σ_c

Values of ice crushing strength should be determined from statistical data of crushing strength or of the product $\sigma_c h$. The available data should be corrected for the actual temperature and brine content in order to carry out a statistical analysis of the reference crushing strength, see reference document 7.

In case no local ice data are available, the crushing strength can be chosen from below which are values typical for the Northern Baltic Sea and Arctic Canada²⁶:

- $\sigma_c = 3,0$ MPa for ice in motion from wind and current at the coldest time of the year;
- = 2,5 MPa for moving ice at a very slow motion caused by thermal expansion or shrinking;
- = 1,5 MPa for ice during spring at temperatures near the melting point;

²⁶ The above reference values are in accordance with the Canadian bridge standard (1978) which gives values in the range of 0,7 – 2,8 MPa. The Soviet standard (1976) states a range of 0,44 – 1,47 MPa. The above given values can be seen as conservative.

- = 1,0 MPa for partly deteriorated ice at temperatures near the melting point;
- = 0,5 MPa for saline first year ice in the open sea, as for example in the North Sea.

Shape factor k_1

The shape factor k_1 is given values:

- $k_1 = 1$ for rectangular shape;
- = 0,9 for circular shape.

Contact factor k_2

The contact factor accounts for the fact that ice under continuous crushing is not in contact with the whole nominal support structure surface D_h except at the start of the movement when it is completely frozen to the support structure.

- $k_2 = 0,5$ when the ice is continuously moving;
- = 1 when the ice is frozen to the support structure surface at the time the ice is starting its movement;
- = 1,5 when the frozen ice is locally increased in thickness around the support structure.

For the third case an alternative approach is to exchange the thickness h by the thickness of the ice in the immediate vicinity of the support structure instead of referring to the undisturbed ice field.

Aspect ratio factor k_3

The aspect ratio factor takes the three-dimensional stress state in the contact point into consideration. If the pile or tower is slim in comparison with the ice cover thickness, the stress state can be considered to be two-dimensional. Thus

$$k_3 = \sqrt{1 + 5h/D}$$

Height of load action

If there is risk of ice piling up close to the support structure, the height of load action should be increased by 0,2 times the water depth at depths less than 6 m.

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 9. No significant dependence on the peak force level from the ice velocity has been found. Model testing is further described in Clause E.7.

E.4.3.2 Sloping shapes

This equation by Ralston, 1977, is proposed in reference document 2 and is valid for sloping structures, i.e. wind turbine towers with ice cones. This has also been adopted as recommended practice by API in reference document 5. 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 9 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:

$$H = A_4 [A_1 \sigma_b h^2 + A_2 \rho_w g h D^2 + A_3 \rho_w g h (D^2 - D_1^2)] \quad (\text{E.5})$$

The vertical downward load is

$$V = B_1 H + B_2 \rho_w g h (D^2 - D_T^2) \quad (\text{E.6})$$

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 E.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 (equal to tower 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 9.

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.

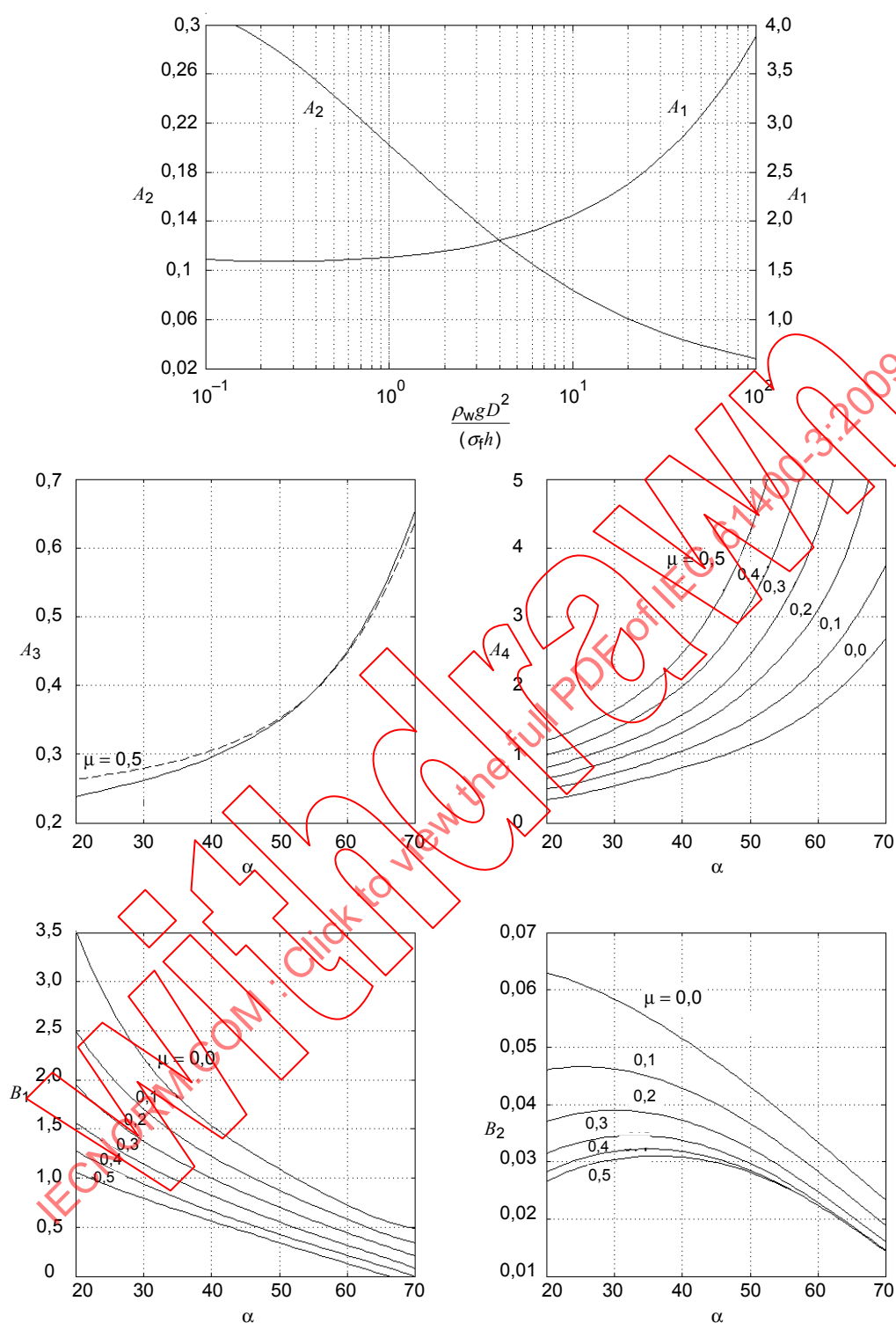
E.4.3.3 Local ice pressures

The support structure should be designed for the following local ice pressure:

$$\sigma_{c,local} = \sigma_c (5 h^2 / A_{local} - 1)^{0,5} < 20 \text{ MPa} \quad (\text{E.7})$$

where

A_{local} is the local area considered.



IEC 011/09

Figure E.1 – Ice force coefficients for plastic limit analysis (from reference document 6)

E.4.3.4 Wind and current induced load

The load from wind or current on an ice floe can be estimated with

$$H = C_d \rho \frac{U^2}{2} A \quad (\text{E.8})$$

where for wind:

$$C_d = 0,004;$$

$$\rho = 1,3 \text{ kg/m}^3;$$

U is the free stream velocity at 10 m above ice surface;

and for water:

$$C_d = 0,006;$$

$$\rho = 1\,000 \text{ kg/m}^3;$$

U is the free stream velocity at 1 m below the ice lower surface;

A is the area of the ice floe.

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.

E.4.4 Vertical load from fast ice cover (DLC E5)

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.

$$V_\tau = A \tau \quad (\text{E.9})$$

where

τ is the adhesive shear strength, and

$A = \pi D h$ 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 [12], or to

1 MPa for concrete – saline ice [8]

$$V_b = 0,6 A \sqrt{\sigma_b \rho g \Delta z} \quad (\text{E.10})$$

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.

E.4.5 Pressure from ice ridges (DLC E6)

DLC E6 covers the situation with an extreme ice load combined with 1-year recurrence extreme wind conditions. The wind load which gives the highest shear loads on the support structure should be applied.

Very large loads can appear if ice ridges enclosed in a moving ice sheet press on the support structures. Such an ice ridge consists of ice fragments and can contain consolidated ice fragments frozen together to 2 m to 3 m thickness. Loose blocks below and above the consolidated ice give little contribution to the ice load.

The loads are roughly estimated either with the assumption that the ice is crushed or that the ice ridge is bent in the horizontal plane to failure. It is generally not recommended to install wind turbines in areas with the risk of ice ridging.

E.4.6 Dynamic loading

The wind turbine should be checked for dynamic effects from ice loading. Below some simplified equations are given for dynamic load simulation which can be used if statistical data or measurements are not available.

The variation of loading from moving ice on *vertical support structures* may be approximated to be vertically shifted sinusoidal as

$$H_{\text{dynv}} = H_d \left(\frac{3}{4} + \frac{1}{4} \sin(f_N t / (2\pi)) \right) \quad (\text{E.11})$$

where

H_d is the horizontal load from moving ice from equation (E.4);

t is the time;

f_N is the wind turbine structural eigenfrequency. Both 1st and 2nd modes should be checked.

The dynamic effect is strongest when a buckling type of failure occurs, which induces strong variations in the ice force, see [9] and [11].

The criterion for tuning is according to [10]:

$$\frac{U}{(h \cdot f_N)} > 0,3 \quad (\text{E.12})$$

where U is the ice floe speed.

The variation of loading from moving ice on *conical support structures* ($\alpha \geq 30^\circ$) may be approximated to be vertically shifted sinusoidal as

$$H_{\text{dynk}} = H_d \left(\frac{3}{4} + \frac{1}{4} \sin\left(\frac{f_b}{2\pi} t\right) \right) \quad (\text{E.13})$$

where

H_d is the horizontal load from moving ice from equation (E.4);

t is the time;

$f_b = U/Kh$ where U is the actual speed of the ice floe and $4 \leq K \leq 7$. The value of K which gives highest load should be chosen.

Alternatively, a triangular shaped form, see Figure E.2, may be assumed for the dynamic load (both vertical cylinders and cones).

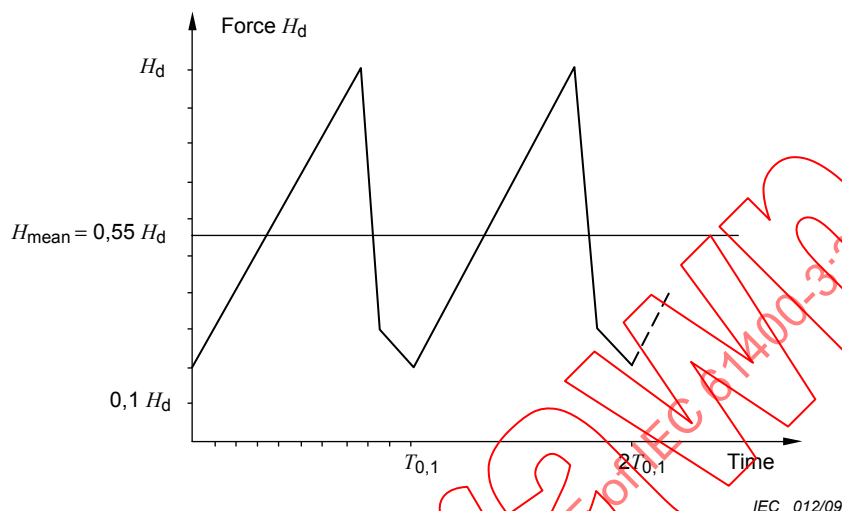


Figure E.2 – Serrated load profile ($T_{0,1} = 1/f_N$ or $1/f_b$)

Loads from shock impact of a large ice floe should be checked with a transient load approach as suggested below.

$$H(t) = \begin{cases} kUt & \text{for } t \leq \frac{H_d}{kU} \\ 0 & \text{or for } t > \frac{H_d}{kU} \\ H_d & \end{cases} \quad (\text{E.14})$$

where

- U is the impact velocity;
- t is the duration of shock impact;
- k is the stiffness of the structure at the waterline.

E.5 Requirements on stochastic simulation

Due to limited access to quality ice field monitoring, it is usually required to base response simulations primarily on ice model tests as described below in Clause E.7. From such model tests, time series describing the stochastic ice load may 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 [9], 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 simulated in a dynamic turbine model. The number of 10 min events (N) with combined operational wind load and extreme ice load is estimated and the extrapolated extreme load may then be estimated as outlined in Annex F of IEC 61400-1:2005 with the modification that it is not the inverse of the number of 10

min events in 50 years but the inverse of the number 10 min events with operational wind speeds during the movement of the 50-year ice floes that should be used in equation (F.6) of IEC 61400-1:2005.

E.6 Requirements on model testing

Model tests may 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.

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 may 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 usually the 2nd mode of resonance which may give rise to dynamic interaction with the ice load.

Typical requirements for model tests, the associated results and a design procedure are illustrated in reference document 9.

E.7 Reference documents

1. Bergdahl, Lars: *Islaster på vindkraftverk till Havs, Dimensioneringsrekommendationer* (in Swedish) Department of Water, Environment Transport, Chalmers, Rapport nr 2002:1. (*Ice Loads on Wind Turbines at Sea, Recommendations for Design*).
2. Christensen, Flemming Thunbo and Gravesen, Helge: *Determination of Extreme Ice Forces*, Lecture Notes. 2003.
3. Haapanen, E, Määtänen, M and Koskinen, P: *Offshore Wind Turbine Foundations in Ice Infested Waters*. Proceedings OWEMES conference 1997.
4. Löfquist, Bertil: *Istryck mot bropelare* (in Swedish), Vägverket 1987. (*Ice pressures at bridge columns*).
5. American Petroleum Institute, API: *Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Structures in Ice Environments*. Bulletin 2N, API, Second Edition, 1995.
6. Ralston, T: *Ice Force Design Considerations for Conical Offshore Structures*. POAC 1977.
7. Christensen, F.T. and Skourup, J: *Extreme ice properties*, Journ. of Cold Regions Engineering, Vol. 5, No. 2, June, 1991, pp 51-68.
8. Cammaert, A.B. and Muggeridge, D.B: *Ice interaction with offshore structure*. Van Nostrand Reinhold. New York, 1988.
9. Gravesen, H., Petersen, B., Sørensen, S.L., and Vølund, P: *Ice forces to wind turbine foundations in Denmark*. POAC'03, Trondheim. Norway, 2003.
10. Singh, S.K., Timco, G.W., Frederking, R.M.W., and Jordam, L.J: *Test of ice crushing on a flexible structure*. 9th Int. Conf. on Offshore Mechanics and Arctic Engng, Vol. IV, pp 89-94, 1990.
11. Yue, Q., & Bi, X.: *Ice-Induced Jacket Structure Vibrations in Bohai Sea*, Journal of Cold Regions Engineering, Vol. 14, No. 2, June 2000, ASCE.

12. Oksanen P: *Adhesion strength of ice*, VTT, Espoo, Finland 1982.

E.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): www.natice.noaa.gov
- The National Snow and Ice Data Center, USA (NSIDC): www.nsidc.org
- NOAA Atlas, *An Electronic Atlas of Great Lakes Ice Cover*: www.glerl.noaa.gov/data/ice/atlas
- Canadian Ice Service: <http://ice-glaces.ec.gc.ca/27>

²⁷ This website is Environment Canada's official on-line source of information about sea ice and icebergs in Canadian waters.

Annex F (informative)

Offshore wind turbine foundation design

Specific guidance relating to the design of foundations 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. DNV Offshore Standard, DNV-OS-J101, *Design of offshore wind turbine structures*.

Annex G (informative)

Statistical extrapolation of operational metocean parameters for ultimate strength analysis

G.1 General

The extrapolation of environmental metocean parameters is considered in this annex. Extrapolating the long term metocean parameters to values corresponding to a 50-year recurrence 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 recurrence 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. However, extrapolating only the external conditions, as required in DLC 1.6a and 1.6b, provides a useful supplement to the full response extrapolation required in DLC 1.1. This annex describes a general method for the extrapolation of metocean parameters, namely the Inverse First Order Reliability Method (IFORM) (see reference document 1) which was applied to determine turbulence intensity for the Extreme Turbulence Model used in DLC 1.3.

The IFORM produces an environmental contour defining, in a certain sense, 50-year recurrence 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 recurrence period response. Depending on how important non-linear wave kinematics and dynamic amplification of the wave loading are, the conditional expected extreme response might be determined by use of a number of dynamically simulated pseudo random response time series, and/or by use of quasi-static response calculations based on a regular wave. To this end a Severe Wave Height (SWH) is defined in 6.4.1.4. At the end of this annex the evaluation of the SWH is discussed.

G.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 normally distributed variables, U_1 and U_2 , to the jointly distributed pair (V, H_s) is required:

$$(V, H_s) = \phi(U_1, U_2) \quad (\text{G.1})$$

A common way to construct this transformation is to apply the so called Rosenblatt transformation:

$$\begin{aligned} \Phi(U_1) &= F_V(V) \\ \Phi(U_2) &= F_{H_s}(H_s | V) \end{aligned} \quad (\text{G.2})$$

where

Φ denotes the standard normal cumulative distribution function (CDF),

$F_V(V)$ is the marginal CDF of the mean wind speed, and

$F_{H_S}(H_S|V)$ 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 $F_{H_S}(H_S|V)$ form a convenient way of representing the joint distribution. Thus the required probability transformation becomes:

$$\begin{aligned} V &= F_V^{-1}[\Phi(U_1)] \\ H_S &= F_{H_S}^{-1}[\Phi(U_2)|V] \end{aligned} \quad (G.3)$$

By use of the transformation in equation (G.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

$$\Phi(\beta) = 1 - \frac{1}{N} \quad (G.4)$$

where N is the number of independent sea states in 50 years.

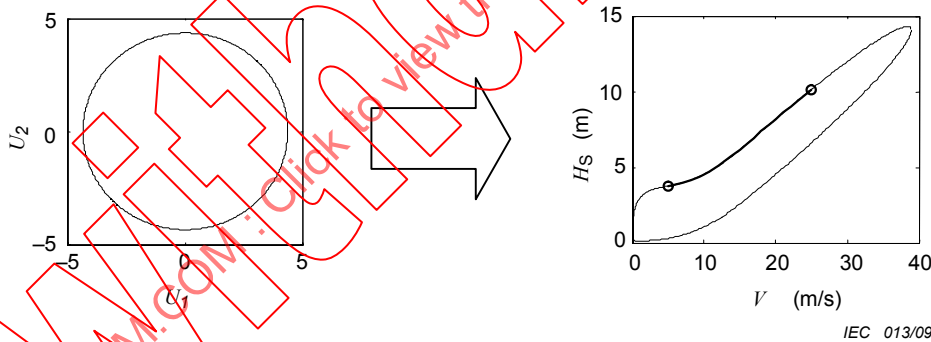


Figure G.1 – Example of the construction of the 50-year environmental contour for a 3-hour sea state duration.

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, $\beta \approx 4,60$. Figure G.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

$$U_1 = \Phi^{-1}[F_V(V)] \quad (G.5)$$

Next, the significant wave height, denoted $H_{s,SSS}(V)$, associated with V is obtained by

$$H_{s,SSS}(V) = F_{H_S}^{-1} \left[\Phi \left(\sqrt{\beta^2 - U_1^2} \right) \middle| V \right] \quad (G.6)$$

The bold part of the environmental contour between the small circles in Figure G.1 has been derived from equations (G.5) and (G.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 must 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 $H_{s,SSS}(V)$.

G.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 (G.5) and (G.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 must 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

$$F_{H_S}(H_S | V) = \Phi \left(\frac{H_S - \mu_{H_S}(V)}{\sigma_{H_S}(V)} \right) \quad (G.7)$$

where $\mu_{H_S}(V) = E[H_S | V]$ and $\sigma_{H_S}(V) = D[H_S | V]$ are the mean and standard deviation of H_S conditional on V , respectively. In this case, equation (G.6) becomes

$$H_{s,SSS} = \mu_{H_S}(V) + \sqrt{\beta^2 - U_1^2} \sigma_{H_S}(V) \quad (G.8)$$

A conservative approximation to equation (G.8) is obtained by discarding the square of U_1 . This leads to the simple expression

$$H_{s,SSS} \approx \mu_{H_S}(V) + \beta \sigma_{H_S}(V) \quad (G.9)$$

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 recurrence period mean wind speed, the better equation (G.9) approximates equation (G.8).

The second distribution model presented here assumes that H_s has a log-normal distribution conditional on V . This means that

$$F_{H_S}(H_S | V) = \Phi \left(\frac{\ln H_S - \mu_{\ln H_S}(V)}{\sigma_{\ln H_S}(V)} \right) \quad (G.10)$$

$$\begin{aligned}\mu_{\ln H_S} &= \ln \mu_{H_S}(V) - \ln \sqrt{1 + CoV_{H_S}(V)^2} \\ \sigma_{\ln H_S} &= \sqrt{\ln(1 + CoV_{H_S}(V)^2)} \\ CoV_{H_S}(V) &= \frac{\sigma_{H_S}(V)}{\mu_{H_S}(V)}\end{aligned}\quad (G.11)$$

Using equation (G.10), equation (G.6) now becomes

$$H_{s,SSS} = \exp\left(\mu_{\ln H_S}(V) + \sqrt{\beta^2 - U_1^2} \sigma_{\ln H_S}(V)\right) \quad (G.12)$$

A conservative approximation to equation (G.12) may be developed through the use of a Taylor expansion of equations (G.11) and by discarding the square of U_1 in equation (G.12):

$$H_{s,SSS} \approx \mu_{H_S}(V) \cdot \exp(\beta CoV_{H_S}(V)) \quad (G.13)$$

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 recurrence period mean wind speed, the better equation (G.13) approximates equation (G.12). The most significant improvement of equation (G.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 $\mu_{H_S}(V) = E[H_s|V]$ and standard deviation $\sigma_{H_S}(V) = D[H_s|V]$ is in most cases possible. Conducting goodness of fit tests, visually or statistically, requires more data than the estimation of $\mu_{H_S}(V)$ and $\sigma_{H_S}(V)$, 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 $H_{s,SSS}(V)$, the extreme significant wave height independent of mean wind speed, H_{s50} , with a recurrence 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 recurrence period of 50 years with the same sea state duration as the sea state duration used for the construction of the environmental contour.

G.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 recurrence 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 inflated (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 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.

G.5 Determination of Severe Wave Height (SWH)

The Severe Wave Height $H_{SWH}(V)$ is an extreme wave height in the Severe Sea State (SSS) with significant wave height $H_{s,SSS}(V)$. By definition of the SSS, the expected value of maximum response during the sea state is needed at the points on the environmental contour. Therefore, H_{SWH} should be the expected maximum wave height in an SSS sea state. In many offshore applications, the mode of the distribution of the maximum wave height is taken as the extreme wave height. The mode is somewhat smaller than the expected value, but for the current application, it is allowed to use the mode instead of the expected value.

If the wave height distribution $F(H|H_s)$ is known, $H_{SWH}(V)$ may be determined by solving the following equation with respect to H_{SWH} :

$$F(H_{SWH}|H_s = H_{s,SSS}(V)) = 1 - \frac{1}{M} \quad (G.14)$$

where M denotes the average number of waves in the SSS.

Equation (G.14) gives the mode of the distribution. If the wave height distribution $F(H|H_s)$ is unknown, $H_{SWH}(V)$ 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, $H_{SWH}(V)$ then comes out as:

$$H_{SWH}(V) \approx 1.86 H_{s,SSS}(V) \quad (G.15)$$

Equation (G.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 $H_{SWH}(V)$ by use of equation (G.14) or (G.15), the

unconditional extreme wave height H_{50} , independent of V and with a recurrence period of 50 years, may be used as a conservative value for $H_{SWH}(V)$.

G.6 Reference documents

1. Winterstein, S.R., Ude, T., Cornell, C.A., Bjergager, P. and Haver, S.: *Environmental parameters for extreme response: Inverse FORM with omission factors*, ICOSSAR'93, Innsbruck, 1993.

Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-3:2009

Annex H (informative)

Corrosion protection

H.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.

H.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 dependant 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.

H.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.

H.4 Corrosion protection systems

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.

H.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.

H.6 Reference documents

1. DNV-OS-C101, *Design Of Offshore Steel Structures, General (LRFD Method)*, April 2004
2. DNV-OS-J101, *Design Of Offshore Wind Turbine Structures*. October 2007
3. DNV RP-B401, *Cathodic Protection Design*
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. ISO 12944, *Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems*, 1998
7. ISO/DIS 12495, *Cathodic protection for fixed steel offshore structures*, 2000
8. ISO/CD 19902, Draft, *Petroleum and Natural Gas Industries – Fixed Steel Offshore Structures*, 2001
9. NACE Standard RP0176-2003, *Corrosion Control of Steel Fixed Offshore Structures Associated with Petroleum Production*
10. NORSOK Standard M-501, *Surface Preparation and Protective Coating*, Rev.4, 1999
11. NORSOK Standard M-503, *Cathodic Protection*, Rev.2, 1997
12. STG.Richtlinie Nr. 2215, *Korrosionsschutz für Schiffe und Seebauwerke*
13. ZTV-KOR, *Zusätzliche technische Vertragsbedingungen und Richtlinie für den Korrosionsschutz von Stahlbauten*
14. ZTV-W, *Zusätzliche technische Vertragsbedingungen und Richtlinie Wasserbau für Korrosionsschutz im Stahlwasserbau*
15. ZTV-RHD.ST, *Zusätzliche technische Vertragsbedingungen und Richtlinie reaktionsharzgebundene Dünnschichten auf Stahl*
16. Nils Hunold und Dr. Bernhard Richter, *Korrosionsschutz in der maritimen Technik Tagungsband zur 1. Tagung, Korrosionsschutz von Offshore-Windenergieanlagen*
17. W. v. Baeckmann und W. Schwenk (1999): *Handbuch des kathodischen Korrosionsschutzes*, 4. Auflage, Wiley-VCH Verlag
18. Egon Kunze (2001): *Korrosion und Korrosionsschutz, Band 4 Korrosion und Korrosionsschutz in verschiedenen Gebieten*, Wiley-VCH Verlag

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 60204-1:2005, *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 60446:1999, *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 60755:1983, *General requirements for residual current-operated protective devices*

IEC 60898:1995, *Electrical accessories – Circuit breakers for overcurrent protection for household and similar installations*

IEC 61000-6-1:2005, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-1: Generic standards – Immunity for residential, commercial and light-industrial environments*

IEC 61000-6-2:2005, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments*

IEC 61000-6-4:2006, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments*

IEC 61310-1:1995, *Safety of machinery – Indication, marking and actuation – Part 1: Requirements for visual, auditory and tactile signals*

IEC 61310-2:1995, *Safety of machinery – Indication, marking and actuation – Part 2: Requirements for marking*

IEC 61400-13:2001, *Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads*

IEC 61400-21:2001, *Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*

IEC 61400-24:2002, *Wind turbine generator systems – Part 24: Lightning protection*

ISO 3010:2001, *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*

International Civil Aviation Organization (ICAO), Annex 14 to Convention on International Civil Aviation, Aerodomes, Vol. 1, Ed. 4, July 2004, *Aerodome 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*

DNV Offshore Standard, DNV-OS-J101, *Design of offshore wind turbine structures*

Withd
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61400-3:2009

IECNORM.COM :: Click to view the full PDF of IEC 61400-3:2009

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	133
INTRODUCTION	135
1 Domaine d'application	136
2 Références normatives	136
3 Termes et définitions	137
4 Symboles et abréviations	144
4.1 Symboles et unités	144
4.2 Abréviations	145
5 Eléments principaux	146
5.1 Généralités	146
5.2 Méthodes relatives à la conception	146
5.3 Classes de sécurité	148
5.4 Assurance qualité	149
5.5 Marquages de l'ensemble rotor – nacelle	149
6 Conditions externes	149
6.1 Généralités	149
6.2 Classes d'éoliennes	150
6.3 Conditions de vent	150
6.4 Conditions maritimes	151
6.5 Autres conditions d'environnement	161
6.6 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique	163
7 Conception structurelle	163
7.1 Généralités	163
7.2 Méthodologie conceptuelle	163
7.3 Charges	164
7.4 Situations conceptuelles et cas de charge pour la conception	165
7.5 Calculs de charge et d'effet de charge	183
7.6 Analyse de l'état limite ultime	186
8 Système de commande et de protection	190
9 Systèmes mécaniques	190
10 Système électrique	190
11 Conception de la fondation	191
12 Evaluation des conditions externes sur un site d'éoliennes en pleine mer	192
12.1 Généralités	192
12.2 La base de données d'océano-météo	192
12.3 Evaluation des conditions de vent	193
12.4 Evaluation des vagues	195
12.5 Evaluation des courants	196
12.6 Evaluation du niveau de la mer, des marées et des surcôtes de tempête	196
12.7 Evaluation des glaces de mer	197
12.8 Evaluation des biosalissures	197
12.9 Evaluation du mouvement du fond marin et de l'affouillement	197
12.10 Evaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes avoisinantes	198
12.11 Evaluation d'autres conditions d'environnement	198

12.12	Evaluation des conditions de tremblements de terre	198
12.13	Evaluation des fenêtres météo et d'interruption météo	198
12.14	Evaluation des conditions du réseau électrique.....	199
12.15	Evaluation des conditions du sol.....	199
13	Assemblage, installation et levage	200
13.1	Généralités	200
13.2	Planification	201
13.3	Conditions d'installation	202
13.4	Accès au site	202
13.5	Conditions d'environnement	202
13.6	Documentation.....	202
13.7	Réception, manutention et stockage.....	202
13.8	Fondations / systèmes d'ancrage	202
13.9	Assemblage de l'éolienne en pleine mer.....	203
13.10	Levage de l'éolienne en pleine mer	203
13.11	Dispositifs de fixation et attaches	203
13.12	Grues, treuils et engins de levage	203
14	Mise en service, fonctionnement et maintenance.....	204
14.1	Généralités.....	204
14.2	Exigences de conception pour le fonctionnement, le contrôle et la maintenance en toute sécurité	204
14.3	Instructions concernant la mise en service.....	205
14.4	Manuel d'utilisation de l'opérateur.....	206
14.5	Manuel de maintenance.....	208
Annexe A (informative)	Principaux paramètres de conception d'une éolienne en pleine mer	209
Annexe B (informative)	Expressions mathématiques du spectre des vagues	212
Annexe C (informative)	Hydrodynamique en eau peu profonde et vagues déferlantes	217
Annexe D (informative)	Directives relatives au calcul des charges hydrodynamiques	225
Annexe E (informative)	Recommandations relatives à la conception des structures de support des éoliennes en pleine mer pour tenir compte des charges de glace.....	239
Annexe F (informative)	Conception de la fondation d'une éolienne en pleine mer	251
Annexe G (informative)	Extrapolation statistique des paramètres opérationnels d'océano-météo pour l'analyse de résistance ultime.....	252
Annexe H (informative)	Protection contre la corrosion.....	258
Bibliographie		262
Figure 1	– Différentes parties d'une éolienne en pleine mer	138
Figure 2	– Processus de conception d'une éolienne en pleine mer.....	148
Figure 3	– Définition des niveaux de la mer	159
Figure 4	– Les deux approches pour calculer l'effet de charge pour la conception	187
Figure B.1	– Spectre de PM	213
Figure B.2	– Spectres de Jonswap et de PM, pour un état typique de mer de tempête en Mer du Nord	214
Figure C.1	– Diagramme de choix des théories de vagues régulières.....	217
Figure D.1	– Vague déferlante et paramètres du cylindre.....	229

Figure D.2 – Paramètres de l'influx oblique.....	230
Figure D.3 – Distribution sur la hauteur de la ligne de force d'impact maximal ($\gamma=0^\circ$).....	231
Figure D.4 – Réponse d'un modèle réduit et d'un cylindre en vraie grandeur à un écoulement en ligne et transversal (issue du document de référence 4).....	233
Figure E.1 – Coefficients de force de glace pour l'analyse de limite de plasticité (issus du document de référence 6).....	245
Figure E.2 – Profil de charge en dents de scie ($T_{0,1} = 1/f_N$ or $1/f_b$)	248
Figure G.1 – Exemple de construction d'un contour environnemental sur 50 ans pour une durée de l'état de mer de 3 h	253
Tableau 1 – Cas de charge pour la conception	167
Tableau 2 – Cas de charge pour la conception, dues aux glaces de mer.....	182
Tableau 3 – Facteurs de sécurité partielle des charges γ_i	189
Tableau 4 – Conversion entre les vitesses de vent extrême de différentes périodes d'intégration	193
Tableau C.1 – Constantes h_1 et h_2 et hauteurs de vagues normalisées $h_{x\%}$ en fonction de H_{tr}	220
Tableau C.2 – Types de vagues déferlantes	223

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

ÉOLIENNES –

Partie 3: Exigences de conception des éoliennes en pleine mer

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme Internationale CEI 61400-3 a été établie par le comité d'étude 88 de la CEI: Eoliennes.

La présente partie doit être lue conjointement à la CEI 61400-1:2005, *Eoliennes – Partie 1: Exigences de conception*.

Le texte anglais de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
88/329/FDIS	88/338/RVD

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série des CEI 61400, publiées sous le titre général *Eoliennes*, est disponible sur le site internet de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI sous «<http://webstore.iec.ch>» dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera:

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

INTRODUCTION

La présente partie de la CEI 61400 expose les exigences minimales de conception des éoliennes en pleine mer et n'est pas conçue pour servir de spécification intégrale de conception ou de manuel d'instruction.

Plusieurs entreprises ou organisations distinctes peuvent être responsables de la prise en charge des divers éléments de la conception, de la fabrication, de l'assemblage, de l'installation, de la construction, de la mise en service, de l'exploitation et de la maintenance d'une éolienne en pleine mer, ainsi que de l'assurance que les exigences de la présente norme sont satisfaites. La division de responsabilité entre ces parties relève de questions contractuelles, qui sont en dehors du domaine d'application de la présente norme.

Toute exigence de la présente norme peut être modifiée s'il peut être démontré de manière adéquate que la sécurité du système n'est pas compromise. La conformité à la présente norme ne dégage pas toute personne, organisation ou personne morale de sa responsabilité d'observer d'autres réglementations applicables.

ÉOLIENNES –

Partie 3: Exigences de conception des éoliennes en pleine mer

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61400 spécifie des exigences complémentaires d'évaluation des conditions externes sur un site d'éoliennes en pleine mer ainsi que les exigences essentielles de conception, afin d'assurer l'intégrité technique de ces dernières. Elle a pour objet de fournir un niveau de protection approprié contre les dommages causés par tous les risques pendant la durée de vie prévue.

La présente norme se focalise sur l'intégrité technique des composants structurels d'une éolienne en pleine 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 pleine mer, si la structure de support est soumise à des charges hydrodynamiques. Les exigences de conception spécifiées dans la présente norme ne sont pas nécessairement suffisantes pour assurer l'intégrité technique des éoliennes en pleine mer flottantes.

Il convient d'utiliser la présente norme avec les normes CEI et ISO appropriées mentionnées à l'Article 2. En particulier, la présente norme est totalement cohérente avec les exigences de la CEI 61400-1. Le niveau de sécurité de l'éolienne en pleine mer, conçue selon la présente norme, doit être égal ou supérieur au niveau inhérent de la CEI 61400-1. Dans quelques articles, où un énoncé complet des exigences facilite la compréhension, la duplication du texte de la CEI 61400-1 est intégrée.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application 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 (y compris les éventuels amendements) s'applique.

CEI 60721-2-1:1982, *Classification des conditions d'environnement – Partie 2-1: Conditions d'environnement présentes dans la nature – Température et humidité*
Amendement 1:1987

CEI 61400-1:2005, *Eoliennes – Partie 1: Exigences de conception*

CEI 62305-3:2006, *Protection contre la foudre – Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques Humains*

CEI 62305-4:2006, *Protection contre la foudre – Partie 4: Réseaux de puissance et de communication dans les structures*

ISO 2394:1998, *Principes généraux de la fiabilité des constructions*

ISO 2533:1975, *Atmosphère type*

ISO 9001:2000, *Systèmes de management de la qualité – Exigences*

ISO 19900:2002, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences générales pour les structures en mer*

ISO 19901-1:2005, *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, *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 les définitions suivants s'appliquent, en complément de ceux donnés par la CEI 61400-1.

3.1

codirectionnel (vent et vagues)
agissant dans la même direction

3.2

courant (marin)

écoulement d'eau au delà d'un emplacement fixé, habituellement décrit en termes de vitesse et de direction

3.3

vague pour la conception

vague déterministe avec une hauteur, une période et une direction définies, utilisée pour la conception d'une structure en mer. Une vague pour la conception peut être associée à une exigence d'utilisation d'une théorie particulière de vague périodique

3.4

concepteur

entité ou entités responsables de la conception d'une éolienne en pleine mer

3.5

conditions d'environnement

caractéristiques de l'environnement (vent, vagues, courants marins, niveau de la mer, glaces de mer, bio-salissures, affouillement et ensemble des mouvements du fond marin, etc.) pouvant affecter le comportement de l'éolienne

3.6

conditions externes (éoliennes)

facteurs affectant le fonctionnement d'une éolienne en pleine mer, y compris les conditions d'environnement, l'état du réseau électrique et d'autres facteurs climatiques (température, neige, glace, etc.)

3.7

hauteur significative de vague extrême

valeur attendue de hauteur significative de vague la plus élevée, moyennée sur 3 h, avec une probabilité annuelle de dépassement de $1/N$ (« période de récurrence »: N années)

3.8

hauteur de vague extrême

valeur attendue de hauteur de vague individuelle la plus élevée, (généralement la hauteur de vague définie par « passage au niveau moyen par valeurs croissantes »), avec une probabilité annuelle de dépassement de $1/N$ (« période de récurrence »: N années)

3.9

couvert de glace

couverture continue rigide/cassante de glace, non en mouvement

3.10

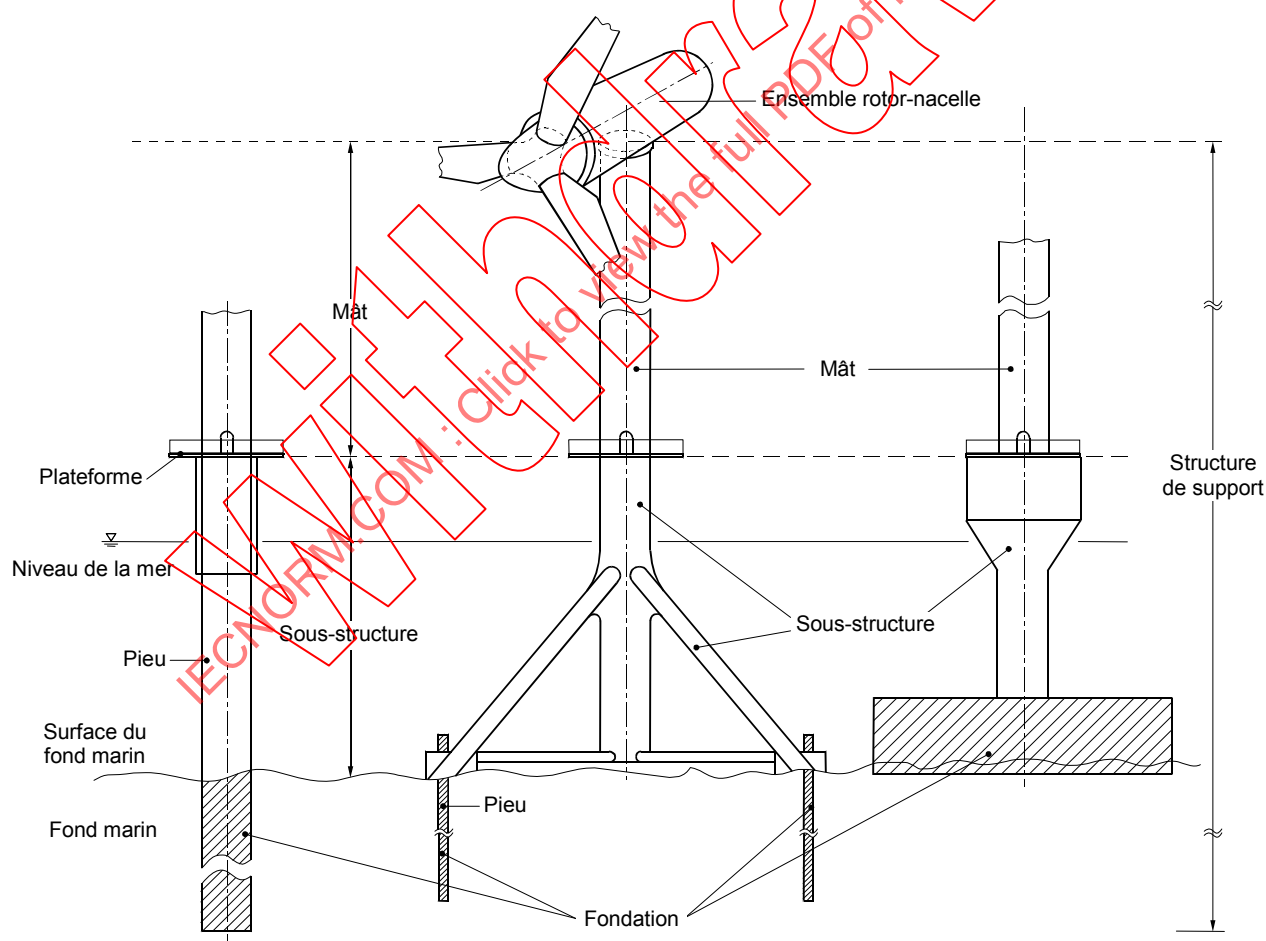
fetch

distance sur laquelle le vent souffle continuellement au-dessus de la mer avec une vitesse et une direction sensiblement constantes

3.11

fondation

partie d'une structure de support d'une éolienne en pleine mer transférant dans le fond marin les charges agissant sur la structure. Différents concepts de fondation sont présentés à la Figure 1, ainsi que d'autres parties d'une éolienne en pleine mer



IEC 001/09

Figure 1 – Différentes parties d'une éolienne en pleine mer

3.12**niveau de plus haute marée**

niveau de repos de la mer le plus élevé pouvant se produire sous n'importe quelle combinaison de conditions astronomiques et dans des conditions météorologiques moyennes. Des surcôtes de tempête (ondes de marée ou marée de tempête), générées par des phénomènes météorologiques et essentiellement irréguliers, sont superposées aux variations de marée, si bien que globalement le niveau de repos de la mer peut se trouver au-dessus du niveau de plus haute marée

3.13**simulation rétrospective**

méthode de simulation des données historiques relatives à une région (océano-météo), par modélisation numérique

3.14**hauteur du moyeu (éoliennes)**

hauteur du centre de la surface balayée du rotor de l'éolienne par rapport au niveau moyen de la mer

3.15**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 pleine mer

3.16**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

3.17**givrage**

déposition d'un couvert de glace ou accumulation de givre sur des pièces d'une éolienne en pleine mer, pouvant avoir comme conséquence des charges supplémentaires et/ou des changements de propriétés

3.18**mer fermée**

eaux presque entièrement ou entièrement entourées de terre

3.19**effet de charge**

effet d'une charge unique ou d'une combinaison de plusieurs charges sur un composant de structure ou sur un système, par exemple, une force interne, un effort, une contrainte, un mouvement, etc.

3.20**niveau de plus basse marée**

niveau de repos de la mer le plus bas pouvant se produire sous n'importe quelle combinaison de conditions astronomiques et dans des conditions météorologiques moyennes. Des surcôtes de tempête (ondes de marée ou marée de tempête), générées par des phénomènes météorologiques et essentiellement irréguliers, sont superposées aux variations de marée, si bien que globalement le niveau de repos de la mer peut se trouver au-dessous du niveau de plus basse marée

3.21

fabricant

entité ou entités responsables de la fabrication et de la construction d'une éolienne en pleine mer

3.22

conditions maritimes

caractéristiques de l'environnement marin (vagues, courants marins, niveau de la mer, glaces de mer, biosalissures, mouvement du fond marin et affouillement, etc.) pouvant affecter le comportement de l'éolienne

3.23

biosalissures

revêtement sur la surface des composants structuraux dû à des végétaux, des animaux et des bactéries

3.24

niveau moyen de la mer

niveau moyen de la mer observé sur une période de temps assez longue pour s'affranchir des variations dues aux vagues, aux marées et aux surcôtes de tempête

3.25

période moyenne par passage au niveau moyen

période moyenne mesurée par passage des vagues au niveau moyen (ascendante ou descendante) dans un état de mer

3.26

océano-météo(rologie)

abréviation de météorologie et océanographie

3.27

multidirectionnel (vent et/ou vague)

distribution des directions

3.28

éolienne en pleine mer

éolienne dont la structure de support est soumise à des charges hydrodynamiques

3.29

site de l'éolienne en pleine mer

emplacement ou emplacement prévu d'une éolienne en pleine mer individuelle, soit seule, soit dans un parc éolien

3.30

pénétration d'un pieu

distance verticale de la surface du fond marin à l'extrémité inférieure du pieu

3.31

système de collecte de puissance (éoliennes)

système électrique qui récupère l'énergie produite par une ou plusieurs éoliennes. Il comprend tous les équipements électriques raccordés entre les bornes des éoliennes et le point de connexion au réseau électrique. Pour les parcs éoliens en pleine mer, le système de collecte de puissance peut inclure le raccordement à la côte

3.32**période de référence**

période pendant laquelle la stationnarité d'un processus stochastique donné est supposée, par exemple, la vitesse du vent, l'élévation ou la réaction de la mer

3.33**réfraction**

processus par lequel de l'énergie des vagues est redistribuée du fait des changements de la vitesse de propagation des vagues due aux variations de profondeur d'eau et/ou de vitesse de courant

3.34**courants résiduels**

composantes d'un courant autres qu'un courant de marée. La plus importante est souvent le courant de surcôte de tempête

3.35**ensemble rotor – nacelle**

partie d'une éolienne en pleine mer soutenue par la structure de support, voir la Figure 1

3.36**surface du fond marin**

interface entre la mer et le fond marin

3.37**déclivité de la surface du fond marin**

gradient local de la surface du fond marin, par exemple, associé à une plage

3.38**état de mer**

condition de la mer pour laquelle les propriétés statistiques restent stationnaires

3.39**fond marin**

matériaux sous la surface du fond marin dans lesquels une structure de support est ancrée

3.40**mouvement du fond marin**

mouvement du fond marin dû aux processus géologiques naturels

3.41**affouillement**

déplacement des matériaux constituant le fond marin par des courants et des vagues, ou du fait de la présence d'éléments de structure interrompant le régime naturel d'écoulement au-dessus de la surface du fond marin

3.42**hauteur significative de vague**

mesure statistique de la hauteur des vagues dans un état de mer, définie comme étant $4 \times \sigma_\eta$, où σ_η est l'écart type de l'élévation de la surface de la mer. Dans les états de mer ne présentant qu'une bande étroite de fréquences de vague, la hauteur significative de vague est approximativement égale à la hauteur moyenne du plus haut tiers des vagues définies par le « passage au niveau moyen par valeurs croissantes »

3.43

zone d'action des vagues

partie normalement non immergée de la structure de support qui est fréquemment mouillée due au fait des vagues et des variations de marée. Celle-ci doit être définie comme étant la zone située entre:

- le niveau de repos de la mer le plus élevé, avec une période de récurrence de 1 an, augmenté de la hauteur de crête d'une vague dont la hauteur est égale à la hauteur significative de vague avec une période de retour de 1 an, et
- le niveau de repos de la mer le plus bas avec une période de récurrence de 1 an, diminué de la profondeur de creux d'une vague dont la hauteur est égale à la hauteur significative de vague avec une période de retour de 1 an

3.44

niveau de repos de la mer

niveau de la mer hypothétique, calculé en incluant les effets des marées et de la surcôte de tempête, mais en excluant des variations dues aux vagues. Le niveau de repos de la mer peut être au-dessus ou au-dessous du niveau moyen de la mer, ou au même niveau

3.45

surcôte de tempête

mouvement irrégulier de la mer provoqué par le vent et par les variations de pression atmosphériques

3.46

sous-structure

partie de la structure de support de l'éolienne en pleine mer se trouvant au dessus du fond marin et reliant la ou les fondations au mât, voir la Figure 1

3.47

structure de support

partie d'une éolienne en pleine mer comprenant le mât, la sous-structure et la ou les fondations, voir la Figure 1

3.48

houle

état de mer défini par le fait que des vagues générées par des vents distants du site ont progressé jusqu'à ce dernier, sans être générées localement

3.49

courant de marée

courant marin résultant des marées

3.50

amplitude de marée

différence entre le niveau de plus haute marée et le niveau de plus basse marée

3.51

marées

mouvements réguliers et prévisibles de la mer produits par les forces astronomiques

3.52

mât

partie de la structure de support d'une éolienne en pleine mer reliant la sous-structure à l'ensemble rotor – nacelle, voir la Figure 1

3.53**tsunami**

vagues de mer de longue période dues à de rapides mouvements verticaux de la surface du fond marin

3.54**unidirectionnel (vent et/ou vagues)**

agissant dans une seule direction

3.55**profondeur d'eau**

distance verticale entre la surface du fond marin et le niveau de repos de la mer

NOTE Du fait qu'il y a plusieurs options du niveau de repos de la mer (voir 3.44) il peut y avoir plusieurs valeurs de profondeur d'eau.

3.56**élévation de crête de vague**

distance verticale entre la crête d'une vague et le niveau de repos de la mer

3.57**direction des vagues**

direction moyenne dans laquelle les vagues progressent

3.58**hauteur de vague**

distance verticale entre le point le plus élevé et le point le plus bas de la surface de l'eau d'une vague individuelle définie par le « passage au niveau moyen par valeurs croissantes »

3.59**période de vague**

intervalle de temps entre deux passages au niveau moyen par valeurs croissantes relatifs à une vague définie par le « passage au niveau moyen par valeurs croissantes »

3.60**fréquence d'énergie maximale du spectre**

fréquence de l'énergie maximale du spectre des vagues

3.61**spectre des vagues**

représentation, dans le domaine fréquentiel, de l'élévation de la surface de la mer, dans un état de mer

3.62**cambrure de vague**

rapport de la hauteur de vague à la longueur de vague

3.63**interruption météo**

une ou plusieurs périodes de temps pendant lesquelles les conditions d'environnement sont trop mauvaises pour permettre l'exécution d'une opération maritime donnée

3.64**fenêtre météo**

période de temps pendant laquelle les conditions d'environnement permettent l'exécution d'une opération maritime donnée

3.65**profil du vent – loi du cisaillement du vent**

expression mathématique de la variation supposée de la vitesse du vent à une hauteur donnée au-dessus du niveau de repos de la mer

NOTE Les profils usuels sont le profil logarithmique (équation 1) ou le profil exponentiel (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 repos de la mer;

z_r est une hauteur de référence au-dessus du niveau de repos de la mer, utilisée pour adapter le profil;

z_0 est la longueur de rugosité;

α est l'exposant de cisaillement du vent (ou de la loi exponentielle).

3.66**vague définie par le « passage au niveau moyen par valeurs croissantes »**

partie de l'historique temporel des valeurs d'élévation des vagues entre les passages au niveau moyen par valeurs croissantes. Un passage au niveau moyen par valeurs croissantes se produit lorsque la surface de la mer monte (et non lorsqu'elle descend), par rapport au niveau de repos de la mer

4 Symboles et abréviations

Pour les besoins du présent document, les symboles et les abréviations suivants s'appliquent, en complément de ceux donnés par la CEI 61400-1:

4.1 Symboles et unités

A_C	constante de Charnock	[-]
d	profondeur d'eau	[m]
f_p	fréquence d'énergie maximale du spectre	[s ⁻¹]
g	accélération due à la pesanteur	[m/s ²]
h	épaisseur de glace de mer	[m]
h_N	épaisseur de glace de mer avec une période de récurrence de N années	[m]
h_m	épaisseur de glace égale à la valeur moyenne à long terme de l'épaisseur maximale annuelle de glace pendant des hivers rigoureux	[m]
H	hauteur de vague individuelle	[m]
H_B	hauteur de déferlante	[m]
H_D	hauteur de vague pour la conception	[m]
H_N	hauteur de vague individuelle avec une période de récurrence de N années	[m]
H_s	hauteur significative de vague	[m]
H_{sN}	hauteur significative de vague avec une période de récurrence de N années	[m]

$H_{\text{red}N}$	hauteur de vague réduite avec une période de récurrence de N années	[m]
k	nombre d'ondes	[-]
K_{max}	degrés-jour de gel accumulés	[°C]
s	déclivité de la surface du fond marin	[°]
$p(V_{\text{hub}})$	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 conception de la résistance du composant	[-]
R_k	valeur caractéristique de la résistance du composant	[-]
S_d	valeur de conception de l'effet de charge	[-]
S_k	valeur caractéristique de l'effet de charge	[-]
t	temps	[s]
T	période de vague	[s]
T_D	période de vague pour la conception	[s]
T_p	période d'énergie maximale du spectre	[s]
T_z	période de vague moyenne par passage au niveau moyen	[s]
U_{ss}	vitesse de courant sous-marin	[m/s]
U_w	vitesse de courant généré par le vent	[m/s]
U_{bw}	vitesse du courant de ressac induit par une déferlante	[m/s]
V_N	vitesse de vent extrême prévue (moyennée sur 10 min), avec une période de récurrence de N années	[m/s]
$V_{\text{red}N}$	vitesse de vent extrême réduite (moyennée sur trois secondes), avec une période de récurrence de N années	[m/s]
η	élévation 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 l'élévation de la surface de la mer	[m]
τ	température	[°C]

4.2 Abréviations

COD	codirectionnel
CPT	essai de pénétration au cône
DLC	cas de charge pour la conception
ECD	rafale extrême cohérente avec changement de direction
ECM	modèle de courant extrême
EDC	changement de direction extrême
EOG	rafale extrême de fonctionnement
ESS	état de mer extrême
EWLH	hauteur de vague extrême
EWLR	amplitude extrême du niveau de la mer
EWM	modèle de vitesse de vent extrême

EWS	cisaillement du vent extrême
HAT	niveau de plus haute marée
LAT	niveau de plus basse marée
MIC	corrosion dépendante de microorganismes
MIS	désaligné
MSL	niveau moyen de la mer
MUL	multidirectionnel
NCM	modèle de courant normal
NSS	état de mer normale
NTM	modèle de turbulence normale
NWH	hauteur de vague normale
NWLR	amplitude normale du niveau de la mer
NWP	modèle de profil normal du vent
RNA	ensemble rotor – nacelle
RWH	hauteur de vague réduite
RWM	modèle de vitesse du vent réduite
SSS	état de mer forte
SWH	hauteur de vague forte
SWL	niveau de repos de la mer
UNI	unidirectionnel

5 Eléments 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 pleine mer sont précisées dans les articles suivants. 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 pleine mer et aux processus de gestion de la qualité correspondants. En outre, les procédures de sécurité établies pour les différentes pratiques utilisées dans l'installation, le fonctionnement et la maintenance d'une éolienne en pleine mer sont prises en considération.

5.2 Méthodes relatives à la conception

La présente norme nécessite l'utilisation d'un modèle de dynamique structurelle en vue de prévoir les effets de charge pour la conception. Un tel modèle doit être utilisé afin de déterminer les effets des charges relatives à toutes les combinaisons de conditions externes et aux situations conceptuelles définies respectivement aux Articles 6 et 7. Un ensemble minimal de telles combinaisons a été défini, au sein de la présente norme, en tant que cas de charge.

La conception de la structure de support d'une éolienne en pleine mer doit être basée sur les conditions externes spécifiques au site considéré. Celles-ci doivent donc être déterminées conformément aux exigences stipulées à l'Article 12. Les conditions doivent être récapitulées dans la base de conception.

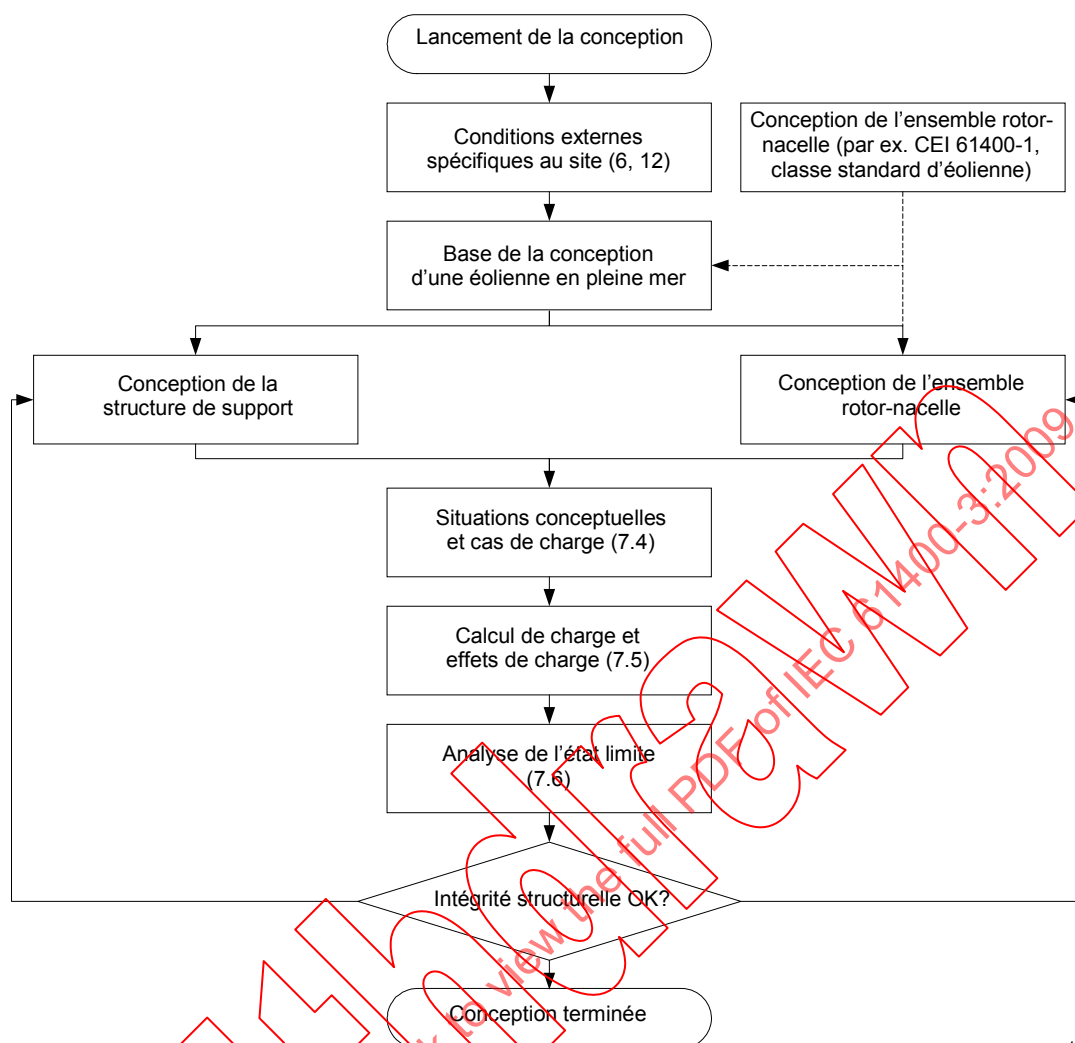
Dans le cas d'un ensemble rotor – nacelle, ayant pu être conçu initialement sur la base d'une classe standard d'éoliennes, comme cela est défini par la CEI 61400-1, 6.2, il doit être démontré que les conditions externes spécifiques au site en pleine mer ne compromettent pas

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 pleine 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 les déviations doit également tenir compte de l'influence des propriétés du sol, spécifiques au site, sur les propriétés dynamiques de l'éolienne en pleine mer, ainsi que de la variation potentielle temporelle à long terme de ces propriétés dynamiques dues au mouvement du fond marin et à l'affouillement.

Le processus de conception d'une éolienne en pleine mer est illustré par 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 charge et d'effet de charge 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 pleine mer peut être considérée comme achevée lorsque son intégrité structurelle a été vérifiée en se basant sur les analyses d'état limite définies en 7.6.

Les données obtenues à partir des essais réalisés à l'échelle réelle d'une éolienne en pleine mer peuvent être utilisées afin de renforcer la confiance vis-à-vis des valeurs relatives à la conception ainsi prédites et de vérifier les modèles de dynamique structurelle ainsi que les situations conceptuelles. Des directives concernant les mesures des charges mécaniques relatives aux essais réalisés à l'échelle réelle, sont données par la CEI 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'essais sont utilisés dans le cadre de la vérification, les conditions externes présentes au cours des l'essais doivent être indiquées afin de refléter les valeurs caractéristiques et les situations conceptuelles définies dans la présente norme. Le choix des conditions d'essai, y compris les charges d'essai, doit tenir compte des facteurs de sécurité correspondants.



IEC 002/09

Figure 2 – Processus de conception d'une éolienne en pleine mer

5.3 Classes de sécurité

Une éolienne en pleine mer doit être conçue conformément à l'une des deux classes de sécurité suivantes.

- une classe de sécurité standard s'appliquant lorsqu'une défaillance peut entraîner un risque de dommage corporel ou avoir d'autres conséquences sociales ou économiques;
- une classe de sécurité spécifique s'appliquant lorsque les exigences en matière de sécurité sont fixées par les réglementations locales et/ou lorsque les exigences en matière de sécurité 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 en 7.6 de la présente norme.

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 pleine mer conçue conformément à une classe de sécurité spécifique est une éolienne de classe S, telle que définie en 6.2.

5.4 Assurance qualité

L'assurance qualité doit faire partie intégrante de la conception, de l'approvisionnement, de la fabrication, de l'installation, du fonctionnement et de la maintenance des éoliennes en pleine mer et de l'ensemble de leurs composants.

Il est recommandé que le système d'assurance qualité soit conforme aux exigences de l'ISO 9001.

5.5 Marquages de l'ensemble rotor – nacelle

Les informations suivantes, au moins, doivent apparaître de manière visible, lisible et indélébile sur la plaque signalétique de l'ensemble rotor – nacelle:

- fabricant et pays;
- modèle et numéro de série;
- année de fabrication;
- puissance assignée;
- vitesse du vent de référence, V_{ref} ;
- plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu, $V_{in} - V_{out}$;
- plage des températures ambiantes de fonctionnement;
- classe d'éoliennes CEI (voir CEI 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

6.1 Généralités

Les conditions externes décrites dans le présent article doivent être prises en compte dans la conception d'une éolienne en pleine mer.

Les éoliennes en pleine mer sont soumises à des conditions d'environnement et électriques 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 de la mer, glaces de mer, bio-salissures, mouvement du fond marin et affouillement) et autres conditions d'environnement. Les conditions électriques se rapportent aux conditions du réseau.

Il doit être tenu compte des propriétés du sol du site, y compris leurs variations dans le temps dues au mouvement du fond marin, à l'affouillement et à d'autres éléments d'instabilité du fond marin.

Les conditions de vent constituent la principale contrainte externe pouvant affecter 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 compte de manière

appropriée des conditions maritimes de chaque site spécifique où l'éolienne en pleine mer sera installée ultérieurement.

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 structurelles récurrentes, tandis que les conditions externes extrêmes représentent les conditions externes de conception peu fréquentes. Les cas de charge pour la conception doivent consister en des combinaisons potentiellement critiques de ces conditions externes et des modes de fonctionnement des éoliennes et d'autres situations conceptuelles.

Les conditions normales et extrêmes, dont il doit être tenu compte dans la conception, sont définies précisément dans les paragraphes suivants.

6.2 Classes d'éoliennes

Les conditions externes devant être prises en compte lors de la conception dépendent du site envisagé ou du type de site retenu pour l'installation d'une éolienne en pleine mer. Les classes d'éoliennes définies par la CEI 61400-1 le sont en termes de paramètres de vitesses de vent et de turbulence. L'objectif de ces classes est de couvrir la plupart des applications terrestres.

Dans le cas d'une éolienne en pleine mer, la définition des classes en termes de paramètres de vitesse de vent et de turbulence demeure appropriée pour la conception de l'ensemble rotor – nacelle.

Une catégorie supplémentaire d'éoliennes, la classe S, peut être utilisée lorsque des conditions de vent spécifiques ou d'autres conditions externes ou encore une classe de sécurité spécifique, (voir 5.3), sont requises par le concepteur et/ou le client.

En plus de la vitesse du vent et de l'intensité de turbulence, définissant les classes d'éoliennes, plusieurs autres paramètres importants, notamment les conditions maritimes, sont nécessaires afin d'indiquer de manière exhaustive les conditions externes devant être retenues dans la conception d'une éolienne en pleine mer. Les valeurs de ces paramètres complémentaires sont spécifiées en 6.3, 6.4, 6.5 et 6.6.

La durée de vie prévue à la conception doit être d'au moins 20 ans.

Le fabricant doit décrire, dans les documents de conception, les modèles utilisés ainsi que les valeurs des paramètres de conception importants. Lorsque les modèles figurant à l'Article 6 sont approuvés et retenus, une déclaration des valeurs que prennent les paramètres sera suffisante. Il convient que les documents de conception intègrent, en tant que directives, les informations indiquées à l'Annexe A.

Les abréviations ajoutées entre parenthèses dans les intitulés des paragraphes, et figurant dans la partie restante du présent article, sont utilisées afin de décrire les conditions de vent s'appliquant aux cas de charge pour la conception stipulés en 7.4.

6.3 Conditions de vent

Une éolienne en pleine mer doit être conçue afin de résister en toute sécurité aux conditions de vent retenues comme base de conception.

Le régime des vents, en matière de charges et de sécurité, se subdivise en conditions normales de vent, se présentant plus fréquemment qu'une fois par an en phase normale de

fonctionnement d'une éolienne en pleine mer, et en conditions extrêmes de vent, définies comme se répétant de manière récurrente tous les ans ou tous les 50 ans.

La conception de la structure de support d'une éolienne en pleine mer doit être basée sur les conditions de vent représentatives du site de l'éolienne et doivent être évaluées conformément aux exigences stipulées à l'Article 12.

Dans le cas de l'ensemble rotor – nacelle, les conditions de vent évaluées pour la conception peuvent être spécifiques au site ou définies par des modèles et des valeurs de paramètres, telles que spécifiés par la CEI 61400-1; toutefois dans ce dernier cas, il doit être démontré à posteriori que les conditions externes spécifiques au site ne compromettent pas l'intégrité structurelle. Dans le cas où les conditions de vent spécifiées par la CEI 61400-1 sont utilisées comme base de conception de l'ensemble rotor – nacelle, les restrictions suivantes aux modèles et aux valeurs des paramètres peuvent être supposées:

- l'inclinaison du débit moyen par rapport à un plan horizontal est de zéro;
- le profil du vent, $V(z)$, indique la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur, z , au-dessus du niveau de repos de la mer. Dans le cas des classes standard d'éoliennes, le profil normal de la vitesse du vent est donné par la loi exponentielle:

$$V(z) = V_{\text{hub}} (z/z_{\text{hub}})^{\alpha} \quad (3)$$

où, pour des conditions normales, l'exposant de la loi exponentielle, α , est de 0,14;

Les occurrences de vitesse de vent extrême, moyennées sur trois secondes (V_{e50} , V_{e1}) et la hauteur de vague extrême (H_{50} , H_1) sont supposées être non corrélées et leur combinaison est conservatrice. Les vitesses de vent extrême réduites (RWM) suivantes doivent donc être utilisées conjointement avec les hauteurs de vague extrême:

$$V_{\text{red50}}(z) = 1,1 V_{\text{ref}} (z/z_{\text{hub}})^{0,11} \quad (4)$$

et

$$V_{\text{red1}}(z) = 0,8 V_{\text{red50}}(z) \quad (5)$$

6.4 Conditions maritimes

Une éolienne en pleine mer doit être conçue afin de résister en toute sécurité aux conditions maritimes retenues comme base de conception. Les conditions maritimes décrites dans le présent article comprennent les vagues, les courants marins, le niveau de la mer, les glaces de mer, les bioalissures, le mouvement du fond marin et l'affouillement. D'autres conditions externes concernant l'environnement marin sont définies en 6.5.

La conception de la structure de support d'une éolienne en pleine mer doit être basée sur les conditions d'environnement, y compris les conditions maritimes, représentatives du site de l'éolienne en pleine mer.

Le concepteur doit considérer l'influence des conditions maritimes sur l'ensemble rotor – nacelle. Dans la plupart des cas l'ensemble rotor – nacelle d'une éolienne en pleine mer ne sera pas conçu pour un site spécifique, mais plutôt pour convenir à un large éventail d'environnements marins. Le concepteur peut donc faire l'hypothèse de conditions maritimes génériques reflétant un environnement au moins aussi hostile que celui prévu initialement pour l'utilisation de l'éolienne. Selon les propriétés dynamiques de la structure de support et les conditions maritimes de conception supposées, le concepteur peut, dans certains cas, démontrer au moyen d'une analyse appropriée que l'environnement marin a une influence négligeable sur l'intégrité structurelle de l'ensemble rotor – nacelle.

Les conditions maritimes, en matière de charges et de sécurité, se subdivisent en conditions maritimes normales, se présentant plus fréquemment qu'une fois par an en phase normale de fonctionnement d'une éolienne en pleine mer, et en conditions maritimes extrêmes, définies comme se répétant de manière récurrente tous les ans ou tous les 50 ans¹.

6.4.1 Vagues

Les vagues sont irrégulières dans leur forme, varient en hauteur, longueur et vitesse de propagation, et peuvent aborder une éolienne en pleine 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 stochastique de vague. Le modèle stochastique de vague représente l'état de mer comme étant la superposition de nombreuses de 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 phase aléatoires. Un état de mer de conception doit être décrit par un spectre des vagues, S_{η} , ainsi que par la hauteur significative de vague, 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 d'étalement (dispersion) directionnel. Des formules standard de calcul de spectres des vagues sont données à l'Annexe B.

Dans certaines applications, des vagues périodiques ou continues peuvent être utilisées pour représenter une mer réelle lors des calculs. Une vague pour la conception 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 pleine mer. Cette corrélation doit être considérée comme une distribution de probabilités conjointe, à long terme, des paramètres suivants:

- vitesse moyenne du vent, V ;
- hauteur significative de vague, H_s ;
- période d'énergie maximale du spectre, T_p .

La distribution de probabilités conjointe de ces trois 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 mesures à long terme appropriées, appuyées, le cas échéant, par l'utilisation de techniques numériques de simulation rétrospective, voir 12.4.

La corrélation des conditions normales de vent et des vagues peut également prendre en compte les directions moyennes du vent et des vagues. Les distributions des directions du vent et des vagues (multidirectionnelles) peuvent, dans certains cas, avoir une influence importante sur les charges agissant sur la structure de support. L'importance de cette influence dépendra de l'orientation du vent et des vagues et de l'axisymétrie de la structure de support. Le concepteur peut, dans certains cas, démontrer par une analyse appropriée qu'il est conservateur et donc acceptable de supposer que le vent et les vagues sont alignés (codirectionnel) et agissent dans une même direction (unidirectionnelle), celle-ci représentant le pire des cas. Les hypothèses concernant les directions du vent et des vagues sont utilisées en 7.4 pour chaque cas de charge pour la conception.

En tenant compte du désalignement du vent et des vagues, on doit bien prendre soin de s'assurer que les données de direction et que les techniques de modélisation de l'éolienne sont fiables, voir 7.5.

¹ Toutefois, l'amplitude normale du niveau de la mer est définie dans la présente norme comme étant la variation du niveau de la mer sur une période de récurrence d'un an, voir 6.4.3.1.

Des modèles de vague sont définis ci-dessous en termes de représentations stochastiques de l'état de mer et de vagues pour la conception continues. Les modèles stochastiques de l'état de mer doivent être basés sur un spectre des vagues approprié au site prévu pour installer l'éolienne en pleine mer.

6.4.1.1 Etat de mer normale (NSS)

La hauteur significative de vague, 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, basées sur la distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres d'océano-météo relatifs au site prévu pour l'installation.

Pour des calculs de charge de fatigue, le concepteur doit s'assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter les dommages par fatigue associés à la distribution globale à long terme des paramètres d'océano-météo.

Pour des calculs de charge ultime, les états de mer normale doivent être, avec la restriction décrite en 7.4.1, ceux caractérisés par la valeur attendue de hauteur significative de vague, H_s , conditionnée sur une valeur donnée de vitesse moyenne du vent. Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes d'énergie maximale du spectre, T_p , relatives à chaque hauteur significative de vague. Les calculs de conception doivent être basés sur les valeurs de la période d'énergie maximale du spectre générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en pleine mer est soumise.

6.4.1.2 Hauteur de vague normale (NWH)

La hauteur de la vague pour la conception déterministe normale, H_{NWH} , doit être supposée égale à la valeur attendue de la hauteur significative de vague, conditionnée sur une valeur donnée de vitesse moyenne du vent, $H_{s,NSS}$.

Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes de vague, T , relatives à chaque hauteur de vague normale. On peut faire l'hypothèse que les périodes de vague à utiliser conjointement avec les hauteurs de vague normale sont comprises dans la plage donnée par

$$11,1 \sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \quad (6)$$

Les calculs de conception basés sur la NWH doivent faire l'hypothèse de valeurs de périodes de vague comprises dans cette plage² générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en pleine mer est soumise.

² La période de vague a une limite inférieure dépendante de la profondeur, déterminée à partir de la limite de hauteur de déferlante, voir l'Annexe C.

6.4.1.3 Etat de mer forte (SSS)

Le modèle stochastique d'état de mer forte doit être considéré conjointement avec des conditions normales de vent pour calculer des charges ultimes d'une éolienne en pleine mer, pendant la production d'électricité. Le modèle d'état de mer forte associe un état de mer forte à chaque vitesse du vent, dans la plage correspondante à la production d'électricité. La hauteur significative de vague, $H_{s,SSS}(V)$, pour chaque état de mer forte doit être, en général, déterminée par l'extrapolation des données d'océano-météo ad hoc et spécifiques au site, de sorte que la combinaison de la hauteur significative de vague et de la vitesse du vent ait une période de récurrence de 50 ans³. Pour toutes les vitesses du vent, la hauteur significative de vague extrême inconditionnelle, H_{s50} , avec une période de récurrence de 50 ans, peut être utilisée comme valeur conservatrice pour $H_{s,SSS}(V)$.

Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes d'énergie maximale du spectre, T_p , relatives à chaque hauteur significative de vague. Dans cette plage, les calculs de conception doivent être basés sur les valeurs de la période d'énergie maximale du spectre générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en pleine mer est soumise.

6.4.1.4 Hauteur de vague forte (SWH)

La vague pour la conception déterministe forte doit être considérée conjointement avec des conditions normales de vent pour calculer les charges ultimes d'une éolienne en pleine mer, pendant la production d'électricité. Le modèle de hauteur de vague forte associe une hauteur de vague forte à chaque vitesse moyenne du vent, dans la plage correspondante à la production d'électricité. La hauteur de vague forte, $H_{SWH}(V)$, doit être, en général, déterminée par l'extrapolation des données d'océano-météo ad hoc et spécifiques au site, de sorte que la combinaison de la hauteur significative de vague et de la vitesse moyenne du vent ait une période de récurrence de 50 ans⁴. Pour toutes les vitesses moyennes du vent, la hauteur de vague extrême inconditionnelle, H_{50} , avec une période de récurrence de 50 ans, peut être utilisée comme valeur conservatrice pour $H_{SWH}(V)$.

Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes de vague, T , relatives à chaque hauteur de vague forte. On peut faire l'hypothèse que les périodes de vague à utiliser conjointement avec les hauteurs de vague forte sont comprises dans la plage donnée par

$$11,1 \sqrt{H_{s,SSS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,SSS}(V)/g} \quad (7)$$

Les calculs de conception basés sur la SWH doivent faire l'hypothèse de valeurs de périodes de vague comprises dans cette plage générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en pleine mer est soumise.

6.4.1.5 Etat de mer extrême (ESS)

Le modèle stochastique d'état de mer extrême doit être considéré à la fois pour la hauteur significative de vague extrême, H_{s50} , avec une période de récurrence de 50 ans et pour la hauteur significative de vague extrême, H_{s1} , avec une période de récurrence de 1 an. Les valeurs H_{s50} et H_{s1} doivent être déterminées à partir de l'analyse de mesures appropriées et/ou de données de simulation rétrospective, relatives au site de l'éolienne en pleine mer, voir 12.4. Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes d'énergie maximale du spectre,

³ Il est recommandé d'effectuer l'extrapolation des données d'océano-météo en utilisant la méthode de la fiabilité du premier ordre inverse [Inverse First Order Reliability Method (IFORM)]. Cette méthode est décrite à l'Annexe G; elle donne également des directives sur la manière de déterminer $H_{s,SSS}(V)$ à partir des conditions d'environnement spécifiques au site.

⁴ Comme pour le modèle d'état de mer forte, voir 6.4.1.3, il est recommandé d'utiliser la méthode de la fiabilité du premier ordre inverse [Inverse First Order Reliability Method (IFORM)] décrite à l'Annexe G; elle donne également des directives sur la manière de déterminer $H_{SWH}(V)$ à partir de $H_{s,SSS}(V)$.

T_p , relatives, respectivement, à H_{s50} et à H_{s1} . Les calculs de conception doivent être basés sur les valeurs de la période d'énergie maximale du spectre générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en pleine mer est soumise.

En l'absence d'information définissant la distribution de probabilités conjointe à long terme du vent extrême et des vagues extrêmes, il doit être supposé que la vitesse moyenne du vent extrême, établie sur 10 min, avec une période de récurrence de 50 ans, se produit lors de l'état de mer extrême de 3 h, avec une période de récurrence de 50 ans. La même hypothèse doit s'appliquer par rapport à la combinaison de la vitesse du vent extrême de 10 min et de l'état de mer extrême de 3 h, avec pour chaque variable une période de récurrence de 1 an.

6.4.1.6 Hauteur de vague extrême (EWH)

La vague pour la conception déterministe extrême doit tenir compte à la fois de la hauteur de vague extrême, H_{50} , avec une période de récurrence de 50 ans et de la hauteur de vague extrême, H_1 , avec une période de récurrence de 1 an. Les valeurs de H_{50} , H_1 , et les périodes de vague associées peuvent être déterminées à partir de l'analyse de mesures appropriées effectuées sur le site de l'éolienne en pleine mer, voir 12.4. Sinon, en supposant que les hauteurs de vague sont distribuées suivant une loi de Rayleigh, on peut faire l'hypothèse que:

$$H_{50} = 1,86 H_{s50} \quad (8)$$

et

$$H_1 = 1,86 H_{s1} \quad (9)$$

où les hauteurs significatives de vague H_{s50} et H_{s1} sont les valeurs pour une période de référence de 3 h.

On peut alors faire l'hypothèse que les périodes de vague à utiliser conjointement avec les hauteurs de vague extrême sont comprises dans la plage donnée par

$$11,1 \sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \quad (10)$$

Les calculs de conception basés sur la EWH doivent faire l'hypothèse de valeurs de périodes de vague comprises dans cette plage générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en pleine mer est soumise.

Pour les sites en eau peu profonde (haut fond), les hauteurs de vague extrême H_{50} , H_1 et les périodes de vague associées doivent être déterminées par l'analyse des mesures ad hoc et spécifiques au site. Dans le cas où ces mesures ne sont pas disponibles, H_{50} et H_1 doivent être supposées égales à la hauteur d'une vague déferlante, si cette dernière est inférieure aux valeurs de H_{50} et H_1 déterminées à partir des relations de distribution de Rayleigh ci-dessus. L'Annexe C donne des directives afin de déterminer la nature et l'ampleur des vagues déferlantes, en fonction des conditions du site. L'annexe informative présente également un modèle empirique de la distribution des hauteurs de vague relatif à des avant plages peu profondes.

6.4.1.7 Hauteur de vague réduite (RWH)

La vague pour la conception déterministe réduite doit tenir compte à la fois de la hauteur de vague réduite, H_{red50} , relative à la définition d'un événement revenant tous les 50 ans et de la hauteur de vague réduite, H_{red1} , relative à la définition d'un événement revenant tous les ans. Les valeurs de H_{red50} , H_{red1} doivent être déterminées de telle sorte que leur conjonction simultanée avec la vitesse de vent extrême moyennée sur 3 s (V_{e50} , V_{e1}) conduit à la même

probabilité d'une combinaison plus défavorable se produisant en tant que conjonction de la hauteur de vague extrême (H_{50} , H_1) et des vitesses de vent extrême réduites (V_{red50} , V_{red1}).

Les valeurs de H_{red50} , H_{red1} , et les périodes de vague associées peuvent être déterminées à partir de l'analyse de mesures appropriées effectuées sur le site de l'éolienne en pleine mer, voir 12.4. Sinon, en supposant que les hauteurs de vague sont distribuées suivant une loi de Rayleigh, on peut faire l'hypothèse que:

$$H_{red50} = 1,3 H_{s50} \quad (11)$$

et

$$H_{red1} = 1,3 H_{s1} \quad (12)$$

où les hauteurs significatives de vague H_{s50} et H_{s1} sont les valeurs pour une période de référence de 3 h.

Ces relations ont été dérivées de l'observation des statistiques – probabilité conjointe (à plusieurs variables) – relatives aux variations stochastiques de la vitesse du vent, moyennée sur 10 min et de la variation des hauteurs de vagues individuelles. Il a été supposé une distribution de probabilités Gaussienne des variations de vitesse du vent et une distribution de Rayleigh des hauteurs de vague. La distribution de Rayleigh des hauteurs de vague ne peut pas être valide pour des endroits en eau peu profonde du fait de l'occurrence des vagues déferlantes. Pour les sites en eau peu profonde (haut fond), les hauteurs de vague réduite H_{red50} , H_{red1} et les périodes de vague associées doivent être déterminées par l'analyse des mesures ad hoc et spécifiques au site. Dans le cas où ces mesures ne sont pas disponibles, H_{red50} et H_{red1} doivent être supposées égales à la hauteur d'une déferlante, si cette dernière est inférieure aux valeurs de H_{red50} et H_{red1} déterminées à partir des relations de distribution de Rayleigh ci-dessus. L'Annexe C présente un modèle empirique de la distribution des hauteurs de vague relatif à des avant plages peu profondes.

6.4.1.8 Vagues déferlantes

L'incidence des vagues déferlantes (ou brisants) doit être évaluée lors de la conception d'une éolienne en pleine mer. Les vagues déferlantes sont classées en « glissantes », « plongeantes » ou « frontales »; les deux premiers types sont à considérer pour les sites convenant aux éoliennes en pleine mer. La profondeur d'eau, la déclivité de la surface du fond marin et la période de vague déterminent si la déferlante est glissante ou plongeante.

L'Annexe C donne des directives concernant l'hydrodynamique en eau peu profonde et l'influence des caractéristiques du site sur la nature et l'ampleur des vagues déferlantes. Des directives fournies à l'Annexe D concernent le calcul des contraintes (charges) appliquées par une vague déferlante à une structure de support d'éolienne en pleine mer.

6.4.2 Courants marins

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, ne changeant qu'en fonction de la profondeur. Les composantes suivantes de la vitesse du courant marin doivent être prises en considération:

- les courants sous-marins générés par les marées, une surcôte de tempête et des variations de pression atmosphérique, etc.;
- les courants proches de la surface et générés par le vent;
- les courants de ressac, induits par des vagues proches du rivage s'écoulant parallèlement à la côte.

La vitesse du courant globale est la somme vectorielle de ces composantes. Les vitesses des molécules d'eau et les vitesses des courants induites par les vagues doivent 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 donc être négligée.

L'influence des courants marins sur les charges hydrodynamiques de fatigue d'une éolienne en pleine mer peut être insignifiante dans le cas où la vitesse du courant global est petite comparée à la vitesse des molécules d'eau induite par la vague à la crête de celle-ci et dans le cas où il est peu probable que des vibrations de la structure de support se produisent, du fait du détachement des tourbillons ou des 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.

6.4.2.1 Courants sous-marins

Le profil des courants sous-marins peut être caractérisé par une loi exponentielle simple appliquée à la profondeur d'eau d , où la vitesse du courant $U_{ss}(z)$ est définie en fonction de la hauteur z au-dessus du SWL:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) [(z+d)/d]^{1/7} \quad (13)$$

Les valeurs de vitesse à la surface de la mer $U_{ss}(0)$, pour des récurrences de 1 an et de 50 ans, peuvent être déterminées à partir de l'analyse des mesures appropriées au site de l'éolienne en pleine mer, voir 12.5.

Généralement, on peut accepter l'hypothèse que les courants sous-marins ont la même direction que celle des vagues.

6.4.2.2 Courants proches de la surface et générés par le vent

Le courant généré par le vent peut être caractérisé par une 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:

$$U_w(z) = U_w(0)(1+z/20) \quad (14)$$

Sur les sites où la profondeur d'eau est inférieure à 20 m, la vitesse du courant, généré par le vent, à la surface du fond marin ne sera pas nulle.

On peut faire l'hypothèse que la vitesse du courant, à la surface de la mer, généré par le vent a la même direction que le vent, et peut être estimée à partir de:

$$U_w(0) = 0,01 V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m}) \quad (15)$$

où $V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m})$ est définie comme valeur de la vitesse du vent moyennée sur 1 h à une hauteur de 10 m au-dessus du SWL.

Les valeurs de $V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m})$, pour des récurrences de 1 an et de 50 ans, peuvent être déterminées à partir de l'analyse des mesures appropriées sur le site de l'éolienne en pleine mer. Ces vitesses de vent peuvent ensuite être utilisées dans l'équation (15) pour estimer les valeurs de la vitesse du courant à la surface de la mer, généré par le vent, pour des récurrences de 1 an et de 50 ans.

6.4.2.3 Courants de ressac induits par une déferlante

Dans le cas où une éolienne en pleine mer est située près d'une zone côtière de vagues déferlantes, on doit considérer les courants de ressac générés par les forces de cisaillement de ces déferlantes.

L'importance des courants de ressac induits par une déferlante peut être déterminée en utilisant un modèle numérique approprié (par exemple, modèle de Boussinesq) tenant compte de la cinématique totalement couplée de la vague et du courant. Cependant, pour les courants de ressac proches du rivage ayant une direction parallèle à la ligne de rivage, la vitesse utilisée pour le calcul U_{bw} , à l'emplacement de la déferlante, peut être estimée à partir de:

$$U_{bw} = 2s\sqrt{gH_B} \quad (16)$$

où

H_B est la hauteur de la déferlante;

s est la déclivité de la surface du fond marin, et

g est l'accélération due à la pesanteur.

La hauteur de la déferlante peut être estimée en fonction des caractéristiques du site, comme cela est décrit à l'Annexe C.

6.4.2.4 Modèle de courant normal (NCM)

Le modèle de courant normal est défini comme étant la combinaison appropriée et spécifique au site des courants générés par le vent et, le cas échéant, des courants de ressac induits par les déferlantes, associés aux conditions de vagues normales. Le modèle de courant normal exclut les courants sous-marins produits par les marées et les tempêtes.

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, NWH, SSS, SWH) et pour chaque cas de charge, la vitesse des courants générés par le vent peut être estimée à partir de la vitesse moyenne du vent correspondante, voir 6.4.2.2.

6.4.2.5 Modèle de courant extrême (ECM)

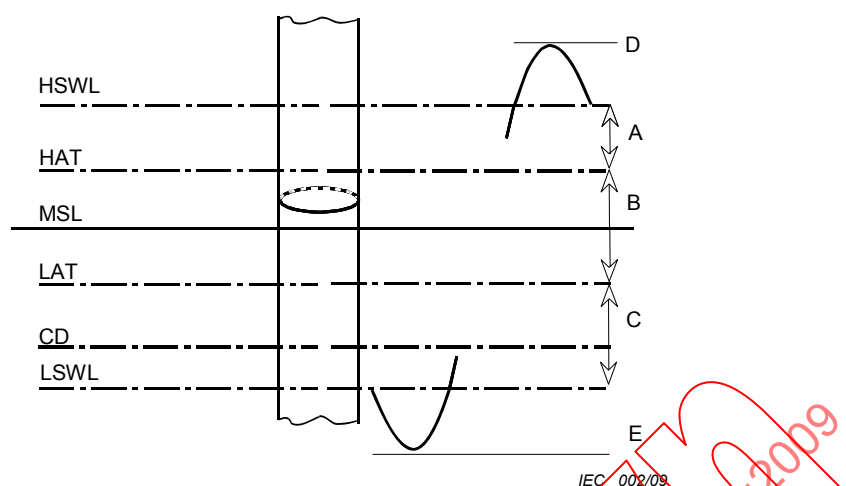
Le modèle de courant extrême est défini comme étant la combinaison appropriée et spécifique au site des courants sous-marins, des courants générés par le vent et, le cas échéant, des courants de ressac induits par les déferlantes, avec des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans.

Le modèle de courant extrême doit être pris comme hypothèse pour les cas de charge ultime impliquant des conditions de vagues extrêmes ou réduites (ESS, EWH, RWH). Pour ces cas de charge, les courants marins avec la même période de récurrence que les vagues doivent être pris comme hypothèse.

6.4.3 Niveau de la mer

La variation du niveau de la mer sur le site (s'il est significatif) doit être prise en considération pour le calcul des charges hydrodynamiques d'une éolienne en pleine mer. Cependant, un niveau de la mer constant, égal au niveau moyen de la mer (MSL), peut être pris comme hypothèse pour les cas de charge ultime impliquant des conditions de vagues normales (NSS, NWH), à l'exception de celles indiquées en 6.4.3.1 ci-dessous.

Différents niveaux de la mer sont illustrés à la Figure 3.

**Légende:**

HSWL	Niveau de repos de la mer le plus élevé	A	Surcôte de tempête positive
HAT	Niveau de plus haute marée	B	Amplitude de marée
MSL	Niveau moyen de la mer	C	Surcôte de tempête négative
LAT	Niveau de plus basse marée	D	Élévation de crête de vague maximale
CD	Niveau de référence	E	Élévation de creux de vague minimum
LSWL	Niveau de repos de la mer le plus bas		

Figure 3 – Définition des niveaux de la mer**6.4.3.1 Amplitude normale du niveau de la mer (NWLR)**

L'amplitude normale du niveau de la mer doit être supposée égale à la variation du niveau de la mer sur une période de récurrence de 1 an. En l'absence de données spécifiques au site pour caractériser la distribution de probabilités à long terme des niveaux de la mer, on peut supposer que l'amplitude normale du niveau de la mer est égale à la variation entre le niveau de plus haute marée (HAT) et le niveau de plus basse marée (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) basé sur la distribution de probabilités conjointe des conditions d'état de mer et de vitesse du vent (H_s, T_p, V_{hub}). La NWLR doit également être prise comme hypothèse pour les cas de charges ultimes associés à

- des modèles d'état de mer forte (SSS) et de hauteur de vague forte (SWH);
- des conditions de vagues avec une période de récurrence de 1 an.

Les calculs de charge ultime doivent être effectués en prenant pour base, soit le niveau de la mer compris dans la NWLR et entraînant les plus fortes charges, soit en considérant, de manière appropriée, la distribution de probabilités des niveaux de la mer compris dans la NWLR.

Pour les cas de charge ultimes associés aux modèles stochastiques d'état de mer forte (SSS) et de hauteur de vague forte (SWH), les niveaux de la mer correspondants à la NWLR peuvent entraîner la limitation des hauteurs de vague du fait de la profondeur. Si c'est le cas, et afin d'éviter la limitation des hauteurs de vague due à la profondeur, un niveau de mer plus élevé compris dans l'amplitude extrême du niveau de la mer (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 de la mer sur les charges de fatigue est négligeable ou peut être prise en compte de façon conservatrice en supposant un niveau de la mer constant, supérieur ou égal au niveau moyen de la mer.

6.4.3.2 Amplitude extrême du niveau de la mer (EWLR)

L'amplitude extrême du niveau de la mer doit être prise comme hypothèse pour les cas de charge ultime associés aux conditions de vagues avec une période de récurrence de 50 ans. Les calculs de charge doivent être effectués en prenant pour base les niveaux de la mer générant les plus fortes charges auxquelles l'éolienne en pleine mer est soumise. Les niveaux de la mer adéquats sur lesquels la conception s'appuie doivent être déterminés pour le calcul des charges hydrodynamiques, des charges de glace et de la flottabilité de la structure de support.

En l'absence de distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres d'océano-météo, comprenant le niveau de la mer, le concepteur doit, au moins, effectuer des calculs basés sur les niveaux de la mer suivants:

- le niveau de repos de la mer le plus élevé avec une période de récurrence de 50 ans, basé sur une combinaison appropriée du niveau de plus haute marée et de surcôte de tempête positive;
- le niveau de repos de la mer le plus bas avec une période de récurrence de 50 ans, basé sur une combinaison appropriée du niveau de plus basse marée et de surcôte de tempête négative;
- le niveau de la mer associé à la charge la plus forte induite par une vague déferlante.

6.4.4 Glace de mer

En certains lieux, les charges de la structure de support d'une éolienne en pleine mer dues à la glace de mer peuvent être critiques. Les charges 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 impactant la structure de support pendant une très longue période de temps peuvent entraîner d'importantes charges de fatigue. Une évaluation, spécifique au site, de l'occurrence et des propriétés des glaces de mer doit être entreprise, comme indiqué en 12.7.

L'Annexe E donne des directives concernant les calculs des charges de glace.

6.4.5 Biosalissures

Les biosalissures influent sur la masse, la géométrie, et la texture superficielle de la structure de support d'une éolienne en pleine mer. En conséquence, les biosalissures peuvent avoir un impact sur les charges hydrodynamiques, la réponse dynamique, l'accessibilité et la vitesse de corrosion de la structure.

Les biosalissures peuvent être considérables en certains sites et doivent être prises en considération dans la conception de la structure de support.

Les biosalissures sont grossièrement divisées en « organisme dur » (avec carapace: généralement des animaux comme des moules et des anatifes) et "organisme mou" (sans carapace: des algues et des laminaires); 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 bioalissures dépendent de la position de la pièce 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; mais 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 bioalissures de la zone immergée supérieure de la structure de support et de sa partie inférieure de la zone d'action des vagues. Selon le type de bioalissures et des autres conditions locales, l'effet global résultant peut être d'activer ou de retarder l'attaque de la corrosion. L'activation des processus de corrosion par les bioalissures (par exemple, par des métabolites corrosifs) est généralement connue sous le nom de Corrosion Influencée par les Micro-organismes (CIM) [Microbiologically Influenced Corrosion (MIC)]. Les bioalissures 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 bioalissures, 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 doivent être basés sur l'impact des bioalissures sur la fiabilité structurelle d'une éolienne en pleine mer, et sur l'étendue de l'expérience acquise dans ce domaine, dans les conditions spécifiques régnant sur le site.

6.4.6 Mouvement du fond marin et affouillement

La structure de support d'une éolienne en pleine mer doit être conçue en tenant compte de l'influence du mouvement du fond marin et de l'affouillement. L'analyse du mouvement du fond marin et de l'affouillement, ainsi que l'étude d'une protection appropriée doivent se conformer aux exigences de l'ISO 19901-4. Les exigences concernant l'évaluation des conditions du fond marin sont indiquées en 12.9.

6.5 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 pleine mer, du fait de leur action thermique, photochimique, corrosive, mécanique, électrique ou du fait d'une autre action physique. D'autre part, la combinaison de certains paramètres climatiques peut 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 tremblements de terre;
- la densité de l'eau;
- la température de l'eau;
- le trafic maritime.

Les conditions climatiques prises en compte doivent être définies en termes de valeurs représentatives ou de limites des conditions variables. La probabilité d'occurrence simultanée des conditions climatiques doit être prise en compte lors du choix des valeurs inhérentes à la conception.

Les variations des conditions climatiques, dans la fourchette des limites normales correspondant à une période de récurrence d'un an ou à une période plus courte, ne doivent pas interférer avec le fonctionnement normal pour lequel l'éolienne en pleine mer est conçue.

A moins qu'une corrélation existe, d'autres conditions d'environnement extrêmes, conformément au 6.5.2, doivent être conjuguées aux conditions normales de vent, conformément à la CEI 61400-1, et aux conditions maritimes normales, conformément au 6.4.

6.5.1 Autres conditions d'environnement normales

Il convient que les valeurs relatives aux autres conditions d'environnement normales devant être prises en compte soient:

- une plage de températures de l'air ambiant comprise entre -10 °C et $+40\text{ °C}$;
- 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 1025 kg/m^3 ;
- une plage de températures de l'eau⁵ comprise entre 0 °C et $+35\text{ °C}$.

Lorsque des conditions externes complémentaires sont spécifiées par le concepteur, les paramètres et leurs valeurs doivent figurer dans les documents de conception et être conformes aux exigences de la CEI 60721-2-1.

6.5.2 Autres conditions d'environnement extrêmes

Les autres conditions d'environnement extrêmes devant être prises en compte dans la conception d'une éolienne en pleine mer sont la température, la foudre, la glace et les tremblements de terre.

6.5.2.1 Température

Il convient que la plage de températures extrêmes de l'air, pour les classes standard d'éoliennes en pleine mer, soit au moins comprise entre -20 °C et $+50\text{ °C}$.

6.5.2.2 Foudre

Les dispositions relatives à la protection contre la foudre, requises par la CEI 61400-1 peuvent être considérées comme adéquates pour les éoliennes en pleine mer de classes standard.

6.5.2.3 Givrage

Aucune exigence minimale de protection contre la glace n'est indiquée concernant les éoliennes en pleine mer de classes standard. L'accumulation de glace sur les pièces de l'éolienne doit être considéré du fait de

- l'humidité et les détritiques aux températures autour et au-dessous de 0 °C ;
- les embruns des crêtes de vagues aux températures inférieures à 0 °C .

⁵ Les températures de l'air ambiant et de l'eau doivent être des valeurs moyennées sur une heure.

6.5.2.4 Tremblements de terre

Aucune exigence minimale de protection contre les tremblements de terre n'est indiquée concernant les éoliennes en pleine mer de classes standard. Pour la prise en compte des conditions et des effets des tremblements de terre, voir la CEI 61400-1.

6.6 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique

Les conditions normales, au niveau des bornes des éoliennes en pleine mer, devant être prises en compte, sont énumérées ci-dessous.

Les conditions normales, relatives au réseau d'alimentation électrique, s'appliquent lorsque les paramètres suivants sont compris dans les plages données ci-dessous:

- tension – valeur nominale (conformément à la CEI 60038) ± 10 %.
- fréquence – valeur nominale ± 2 %.
- déséquilibre de tension – le rapport de la composante inverse de tension ne doit pas être supérieur à 2 %.
- cycles de re-fermeture automatique – les cycles de re-fermeture automatique compris entre 0,1 s et 5 s pour la première fermeture et entre 10 s et 90 s pour une deuxième fermeture doivent être pris en considération.
- défaillances électriques – on doit supposer que les défaillances du réseau électrique se produisent 20 fois par an. Une défaillance électrique d'une durée maximale de 6 h⁶ doit être considérée comme une condition normale. Une défaillance électrique d'une durée maximale de trois mois doit être considérée comme une condition extrême.

7 Conception structurelle

7.1 Généralités

L'intégrité des composants supportant les charges de la structure de l'éolienne en pleine mer doit être vérifiée et un niveau de sécurité acceptable doit être déterminé. La résistance ultime et la résistance à la fatigue des parties structurelles doit être vérifiée par des calculs et/ou des essais afin de démontrer l'intégrité structurelle d'une éolienne en pleine mer avec le niveau de sécurité approprié.

L'analyse structurelle doit être basée 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 la documentation afférente à la 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 conformément à 7.6.

7.2 Méthodologie conceptuelle

Lors de la conception d'une éolienne, il doit être vérifié que les états limites ne sont pas dépassés. Les essais de modèle et de prototype peuvent également être utilisés comme une méthode de substitution au calcul afin de vérifier la conception structurelle, comme spécifié dans l'ISO 2394.

⁶ Une durée de fonctionnement de six heures est supposée correspondre à la durée de la partie la plus critique d'une tempête.

7.3 Charges

Les charges décrites de 7.3.1 à 7.3.6 doivent être prises en compte dans les calculs de conception.

7.3.1 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.

7.3.2 Charges aérodynamiques

Les charges aérodynamiques sont des charges statiques et dynamiques provoquées par l'écoulement de l'air et son interaction avec les pièces fixes et mobiles des éoliennes.

L'écoulement de l'air dépend de la vitesse moyenne du vent et de la turbulence à travers 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.

7.3.3 Charges de manœuvre

Les charges de manœuvre résultent du fonctionnement et de la commande des éoliennes. Elles se situent dans 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, dans le calcul de la réponse et des charges, de prendre en compte la plage des forces de manœuvre disponibles. En particulier, pour les freins mécaniques, la plage de frottement, la force ou la pression de ressorts influencés par la température et le vieillissement, doivent être prises en compte dans la vérification de la réponse et des charges au cours de tout événement de freinage.

7.3.4 Charges hydrodynamiques

Les charges hydrodynamiques sont des charges dynamiques provoquées par l'écoulement de l'eau et son interaction avec la structure de support d'une éolienne en pleine mer.

Les charges hydrodynamiques dépendent de la cinématique de l'écoulement de l'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 des effets hydroélastiques.

Les parties d'une structure de support d'éolienne en pleine mer, non conçues pour être exposées aux charges hydrodynamiques, doivent être surélevées, avec une marge de sécurité minimale par rapport à la valeur attendue d'élévation de crête de vague la plus importante, cette dernière ayant une période de récurrence de 50 ans; il doit être tenu compte du niveau de plus haute marée, de la surcôte de tempête positive, de la hauteur de crête de vague extrême, et du mouvement de la structure de support. La marge de sécurité minimale, constituée d'un espace libre dans l'air, doit être défini comme étant égal à $0,2 \times H_{s50}$, mais avec une valeur minimale de 1 m.

Il convient de considérer les charges hydrodynamiques résultant d'une vague « run-up » (forte élévation du niveau de la mer), en particulier pour la conception des équipements accessoires.

7.3.5 Charges dues aux glaces de mer

Les charges dues aux glaces de mer agissant sur une éolienne en pleine mer sont de nature statiques et dynamiques. Les charges statiques ont leur origine, soit dans les fluctuations de la température, soit dans les changements de niveau de la mer induisant un couvert de glace.

Des charges dynamiques sont provoquées par le mouvement des floes, induit par le vent et par le courant, et leur rupture en contact avec la structure de support.

En mer ou dans les lacs, la pertinence de l'influence des charges dues à la glace sur la conception de la structure de support dépend de l'emplacement spécifique et des caractéristiques du site où l'éolienne en pleine mer sera installée. L'Annexe E donne des directives concernant les calculs des charges de glace.

7.3.6 Autres charges

D'autres charges, telles que les charges de sillage, les charges d'impact, les charges dues au gel, etc. peuvent se présenter et doivent être prises en compte éventuellement.

Dans le cas où cela est pertinent, les charges dues aux tremblements de terre doivent être considérées, conformément à la CEI 61400-1. De plus, les charges hydrodynamiques dues aux vagues résultant des tremblements de terre sous-marins (tsunamis) peuvent nécessiter d'être prises en compte.

Les charges hydrostatiques, agissant sur la structure de support en raison des pressions internes et externes, et de la flottabilité en résultant, doivent, le cas échéant, être prises en considération.

7.4 Situations conceptuelles et cas de charge pour la conception

Le présent paragraphe décrit les cas de charge pour la conception d'une éolienne en pleine mer et spécifie le nombre minimal de cas à prendre en compte.

Aux fins de conception, la durée de vie d'une éolienne en pleine mer peut être représentée par un ensemble de situations conceptuelles, couvrant les conditions les plus représentatives que l'éolienne peut rencontrer.

Les cas de charge doivent être déterminés à partir de la combinaison de modes de fonctionnement ou d'autres situations conceptuelles, telles que les conditions spécifiques d'assemblage, de levage ou de 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 et de protection. Les cas de charge pour la conception utilisés pour vérifier l'intégrité structurelle d'une éolienne en pleine mer doivent être calculés en combinant:

- les situations conceptuelles normales et les conditions externes normales ou extrêmes appropriées;
- les situations conceptuelles défailtantes et les conditions externes appropriées;
- les situations conceptuelles 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 défaillance, une combinaison réaliste des deux doit être considérée comme un cas de charge pour la conception.

Au sein de chaque situation conceptuelle, plusieurs cas de charge pour la conception doivent être considérés. Les cas de charge pour la conception du Tableau 1 doivent au moins être pris en compte. Dans ce tableau, les cas de charge pour la conception sont spécifiés pour chaque situation conceptuelle par la description des conditions de vent, des conditions maritimes, des conditions électriques et d'autres conditions externes. De plus, si l'éolienne en pleine mer doit être installée à l'endroit où de la glace de mer peut se former, les cas de charge pour la conception présentés dans le Tableau 2 doivent être considérés.

Si le régulateur de l'éolienne en pleine mer peut, au cours des cas de charge pour la conception, 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 prouvé que l'éolienne peut s'arrêter de manière fiable dans des conditions de turbulence avec le même changement de condition de vent déterministe.

D'autres cas de charge pour la conception doivent être pris en compte, s'ils sont relatifs à l'intégrité structurelle de la conception d'éolienne spécifique.

Pour chaque cas de charge pour la conception, le type d'analyse approprié est indiqué par « F » et « U » dans le Tableau 1. « F » se rapporte à l'analyse des charges dues à la 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 du matériau, à la déviation de l'extrémité de pale et à la stabilité structurelle.

Les cas de charge pour la conception indiqués par un « U » sont classés comme normal (N), anormal (A), ou transport et levage (T). Les cas normaux de charge pour la conception sont censés survenir fréquemment au cours de la durée de vie utile d'une éolienne. L'éolienne se trouve dans un état normal, ou peut avoir subi des défaillances ou des anomalies mineures. Les situations conceptuelles anormales sont moins susceptibles de survenir. Elles correspondent habituellement à des situations conceptuelles avec des défaillances graves qui entraînent l'activation des fonctions de protection du système. Le type de situation conceptuelle, N, A ou T, détermine le facteur de sécurité partielle γ_f à appliquer aux charges ultimes. Ces facteurs sont donnés au Tableau 3.

Tableau 1 – Cas de charge pour la conception

Situation conceptuelle	DLC	Condition de vent	Vagues	Directions du vent et des vagues	Courants marins	Niveau de la mer	Autres conditions	Type d'analyse	Facteurs de sécurité partielle
1) Production électrique	1.1	NTM $V'_{in} < V'_{hub} < V'_{out}$ RNA	NSS $H_s = E[H_s V'_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Pour l'extrapolation des charges extrêmes sur un RNA	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V'_{in} < V'_{hub} < V'_{out}$	NSS distribution de prob de H_s, T_p, V'_{hub}	COD, MUL	Pas de courant	NWLR ou $\geq$ 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 (ou NWH) $H_s = E[H_s V'_{hub}]$	MS, changement de direction du vent	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V'_{in} < V'_{hub} < V'_{out}$	NSS (ou NWH) $H_s = E[H_s V'_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6a	NTM $V'_{in} < V'_{hub} < V'_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N
	1.6b	NTM $V'_{in} < V'_{hub} < V'_{out}$	SWH $H = H_{SWH}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Tableau 1 – Cas de charge pour la conception (suite)

Situation conceptuelle	DLC	Condition de vent	Vagues	Directions du vent et des vagues	Courants marins	Niveau de la mer	Autres conditions	Type d'analyse	Facteurs de sécurité partielle
2) Production d'électricité plus surveillance de la panne	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Panne du système de commande ou perte du réseau électrique	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Panne du système de protection ou panne électrique interne précédente	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (ou NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Panne électrique externe ou interne comprenant la perte du réseau électrique	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	Pas de courant	NWLR ou $\geq \text{MSL}$	Pannes du système de commande, de protection ou électrique comprenant la perte du réseau électrique	F	*
3) Démarrage	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (ou NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	Pas de courant	NWLR ou $\geq \text{MSL}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (ou NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (ou NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, changement de direction du vent	NCM	MSL		U	N

Tableau 1 – Cas de charge pour la conception (suite)

Situation conceptuelle	DLC	Condition de vent	Vagues	Directions du vent et des vagues	Courants marins	Niveau de la mer	Autres conditions	Type d'analyse	Facteurs de sécurité partielle
4) Arrêt normal	4.1	NWP $V'_{in} < V'_{hub}$	NSS (ou NWH) $H_s = E[H_s] \mid V'_{hub}$	COD, UNI	Pas de courant	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	4.2	EOG $V'_{hub} = V'_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V'_{out}	NSS (ou NWH) $H_s = E[H_s] \mid V'_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
5) Arrêt d'urgence	5.1	NTM $V'_{hub} = V'_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V'_{out}	NSS $H_s = E[H_s] \mid V'_{hub}$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	6.1a	EWM Modèle de vent turbulent $V'_{hub} = k_1 V'_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
6.1b		EWM Modèle de vent constant $V(z_{hub}) = V'_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
6.1c		RWM Modèle de vent constant $V(z_{hub}) = V'_{red50}$	EWL $H = H_{50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
6.2a		EWM Modèle de vent turbulent $V'_{hub} = k_1 V'_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Perte du réseau électrique	U	A
6.2b		EWM Modèle de vent constant $V(z_{hub}) = V'_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Perte du réseau électrique	U	A
6.3a		EWM Modèle de vent turbulent $V'_{hub} = k_1 V'_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Désalignement d'orientation extrême	U	N
6.3b		EWM Modèle de vent constant $V(z_{hub}) = V'_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Désalignement d'orientation extrême	U	N
6.4		NTM $V'_{hub} < 0,7 V'_{ref}$	NSS distribution de prob. de H_s, T_p, V'_{hub}	COD, MUL	Pas de courant	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*

Tableau 1 – Cas de charge pour la conception (suite)

Situation conceptuelle	DLC	Condition de vent	Vagues	Directions du vent et des vagues	Courants marins	Niveau de la mer	Autres conditions	Type d'analyse	Facteurs de sécurité partielle
7) Immobilisation et conditions de panne	7.1a	EWM Modèle de vent turbulent $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1b	EWM Modèle de vent constant $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1c	RWM Modèle de vent constant $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_1$	NSS distribution de prob. H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	Pas de courant	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	8.1	À indiquer par le fabricant						U	T
8) Transport, assemblage, maintenance et réparation	8.2a	EWM Modèle de vent turbulent $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2b	EWM Modèle de vent constant $V_{hub} = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2c	RWM Modèle de vent constant $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS distribution de prob. de H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	Pas de courant	NWLR ou $\geq$ MSL	Pas de réseau pendant la période d'installation	F	*

Les abréviations suivantes sont utilisées dans le Tableau 1:

COD	codirectionnel (voir 6.4.1)
DLC	cas de charge pour la conception
ECD	rafale extrême cohérente, avec changement de direction (voir CEI 61400-1)
ECM	modèle de courant extrême (voir 6.4.2.5)
EDC	changement de direction extrême (voir la CEI 61400-1)
EOG	rafale extrême de fonctionnement (voir la CEI 61400-1)
ESS	état de mer extrême (voir 6.4.1.5)
EWLH	hauteur de vague extrême (voir 6.4.1.6)
EWLR	amplitude extrême du niveau de la mer (voir 6.4.3.2)
EWM	modèle de vitesse de vent extrême (voir la CEI 61400-1)
EWS	cisaillement du vent extrême (voir la CEI 61400-1)
MIS	désaligné (voir 6.4.1)
MSL	niveau moyen de la mer (voir 6.4.3)
MUL	multidirectionnel (voir 6.4.1)
NCM	modèle de courant normal (voir 6.4.2.4)
NTM	modèle de turbulence normale (voir la CEI 61400-1)
NWH	hauteur de vague normale (voir 6.4.1.2)
NWLR	amplitude normale du niveau de la mer (voir 6.4.3.1)
NWP	modèle de profil normal du vent (voir CEI 61400-1)
NSS	état de mer normale (voir 6.4.1.1)
RWH	hauteur de vague réduite (voir 6.4.1.7)
RWM	modèle de vitesse du vent réduite (voir 6.3)
SSS	état de mer forte (voir 6.4.1.3)
SWH	hauteur de vague forte (voir 6.4.1.4)
UNI	unidirectionnel (voir 6.4.1)
$V_r \pm 2 \text{ m/s}$	la sensibilité à toutes les vitesses du vent dans la plage doit être analysée
F	fatigue (voir 7.6.3)
U	résistance ultime (voir 7.6.2)
N	normal
A	anormal
T	transport et levage
*	facteur de sécurité partielle en matière de fatigue (voir 7.6.3)

Lorsqu'une plage de vitesses de vent est indiquée au Tableau 1, les vitesses du vent menant à l'état le plus défavorable pour la conception de l'éolienne doivent être considérées. 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 calcul⁷. Dans la définition des cas de charge pour la conception, il est fait référence aux conditions de vent et aux conditions maritimes décrites à l'Article 6.

⁷ En général, une résolution de 2 m/s est considérée comme suffisante.

Pour le calcul des charges agissant sur le RNA et à l'exception des cas de charge pour la conception impliquant un changement transitoire de la direction moyenne du vent (DLC 1.4 et 3.3), on peut généralement prendre comme hypothèse que le vent et les vagues ont toujours la même direction (codirectionnels), et que ces derniers et dernières agissent selon une même direction (unidirectionnels)⁸.

En général, la codirectionnalité du vent et des vagues peut être prise comme hypothèse pour le calcul des charges agissant sur la structure de support, pour tous les cas de charge pour la conception, excepté ceux impliquant un changement transitoire de la direction moyenne du vent et ceux qui correspondent à l'éolienne dans une situation conceptuelle d'immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 1.4 et 3.3).

La multidirectionnalité du vent et des vagues peut, dans certains cas, avoir une influence importante sur les charges agissant sur la structure de support, en fonction principalement de la manière et de l'importance dont la structure de support est non-axisymétrique. Pour certains cas de charge pour la conception, comme indiqué par le Tableau 1, les calculs de charge peuvent être effectués en supposant que le vent et les vagues agissent dans une même direction (unidirectionnelle), celle-ci étant 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 de la structure de support.

Le désalignement d'orientation moyen ou extrême à considérer pour chaque cas de charge pour la conception doit être celui indiqué par la CEI 61400-1. Le désalignement d'orientation est défini comme étant l'écart horizontal de l'axe du rotor de l'éolienne à partir de la direction du vent.

7.4.1 Production d'électricité (DLC 1.1 à 1.6)

Dans cette situation conceptuelle, une éolienne en pleine mer fonctionne en étant raccordée à la charge électrique. La configuration supposée de l'éolienne doit prendre en compte le balourd du rotor. La masse maximale et les balourds aérodynamiques (par exemple calage de pale et déviations dues à la torsion) spécifiés pour la fabrication du rotor doivent être utilisés dans les calculs inhérents à la conception.

Par ailleurs, les écarts par rapport aux situations de fonctionnement de l'optimum théorique, tels 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.

DLC 1.1 et 1.2 intègrent les exigences pour des charges résultant de la turbulence atmosphérique (NTM) et des états de mer stochastiques (NSS) qui se produisent au cours du fonctionnement normal d'une éolienne pendant toute sa durée de vie.

L'analyse du DLC 1.1 n'est requise que pour le calcul des charges ultimes agissant sur un RNA. Les calculs pour le DLC 1.1 doivent être basés sur l'extrapolation statistique des résultats de la réponse à la charge, suite aux multiples simulations des états de mer hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être prise comme valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Pour le DLC 1.2 une seule valeur de hauteur significative de vague peut être considérée pour chaque vitesse moyenne du vent correspondante. Toutefois, le concepteur doit s'assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter les dommages par fatigue associés à la distribution globale à long terme des paramètres d'océano-météo. La hauteur significative de vague, la période d'énergie maximale

⁸ Pour les DLC 1.4 et 3.3, le vent et les vagues peuvent être supposés codirectionnels et unidirectionnels avant le changement transitoire de la direction moyenne du vent.

du spectre, la direction de la vague et le niveau de la mer, pour chaque état de mer normale, doivent être considérés, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, basées sur la distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres d'océano-météo.

Pour le DLC 1.2, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse. La hauteur significative de vague, 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, basées sur la distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres d'océano-météo relatifs au site prévu pour l'installation. Le concepteur doit s'assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter les dommages par fatigue associés à la distribution globale à long terme des paramètres d'océano-météo.

Le DLC 1.3 intègre les exigences pour des charges ultimes résultant de conditions de turbulence extrême. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse pour ce cas de charge pour la conception et la hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être prise comme valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Les DLC 1.4 et 1.5 spécifient des cas transitoires retenus comme des événements potentiellement critiques dans la vie d'une éolienne en pleine mer. Pour ces cas de charge, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse et la hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être prise comme valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante. En variante, les simulations peuvent être effectuées en utilisant une vague pour la conception déterministe normale (NWH), dont la hauteur doit être supposée égale à la valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Pour le DLC 1.4, le vent et les vagues peuvent être supposés codirectionnels avant le changement transitoire de direction du vent.

Le DLC 1.6a intègre les exigences pour des charges ultimes résultant de conditions de turbulence normale (NTM) et d'état de mer forte (SSS). La hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être calculée à partir de la distribution conditionnelle des hauteurs significative de vague pour la vitesse moyenne du vent correspondante, comme cela est décrit en 6.4.1.3.

Pour le DLC 1.6b, la hauteur de la vague pour la conception déterministe forte (SWH), pour chaque vitesse moyenne du vent, doit être calculée comme cela est décrit en 6.4.1.4. Le calcul de DLC 1.6b peut être omis, si dans le traitement du DLC 1.6a, la cinématique non linéaire de vague est correctement représentée dans les simulations dynamiques de l'état de mer forte stochastique.

Pour le calcul des charges agissant sur un RNA, l'analyse statistique des données de simulation du DLC 1.1 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. Si les valeurs extrêmes relatives de ces paramètres sont dépassées par les valeurs extrêmes relatives à la conception obtenues pour le DLC 1.3, l'analyse supplémentaire du DLC 1.1 peut être omise. Si les valeurs extrêmes relatives à la conception de ces paramètres ne sont pas dépassées par les valeurs extrêmes relatives à la conception obtenues pour le DLC 1.3, le facteur c pour le modèle de turbulence extrême utilisé en DLC 1.3 (voir CEI 61400-1) peut être augmenté jusqu'à ce que les valeurs extrêmes relatives à la conception calculées en DLC 1.3 soient supérieures ou égales aux valeurs extrêmes relatives à la conception de ces paramètres calculées en DLC 1.1.

7.4.2 Production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.1 -2.4)

Cette situation conceptuelle 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 sur le système de commande et de protection ou toute défaillance interne du système électrique, importante pour la charge de l'éolienne (telle que le court-circuit du générateur), doit être considérée. Pour le DLC 2.1, la survenance de pannes relatives aux fonctions de commande ou la perte du raccordement au réseau électrique doivent être considérées comme des événements normaux⁹. Pour le DLC 2.2, les événements rares, y compris les pannes relatives aux fonctions de protection ou aux systèmes électriques internes, doivent être considérés comme anormaux. Pour le DLC 2.3, l'événement de vent potentiellement significatif, EOG, est combiné avec une panne du système électrique interne ou externe (y compris la perte du raccordement au réseau électrique), cet événement est considéré comme anormal. Dans ce cas, la chronologie de ces deux événements doit être choisie afin d'atteindre la charge la plus défavorable. Si une panne ou la perte du raccordement au réseau électrique ne provoque pas d'arrêt immédiat et que la charge conséquente peut mener à des dommages importants par fatigue, la durée probable de cette situation ainsi que les dommages par fatigue résultants dans des conditions de turbulence normale (NTM) doivent être évalués en DLC 2.4.

Pour les DLC 2.1, 2.2, 2.3 et 2.4, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse et la hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être prise comme valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante. En variante, pour le DLC 2.3, les simulations peuvent être effectuées en utilisant une vague pour la conception déterministe normale (NWH), dont la hauteur doit être supposée égale à la valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

7.4.3 Démarrage (DLC 3.1 à 3.3)

Cette situation conceptuelle comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une éolienne en pleine mer pendant les transitoires, depuis une situation d'arrêt ou de ralenti à la production électrique. Le nombre de survenances doit être estimé en se basant sur le comportement du système de commande.

Pour les DLC 3.1, 3.2, et 3.3, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse et la hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être prise comme valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante. En variante, les simulations pour ces cas de charge peuvent être effectuées en utilisant une vague pour la conception déterministe normale (NWH), dont la hauteur doit être supposée égale à la valeur attendue de la distribution conditionnelle des hauteurs significatives de vague pour la vitesse moyenne du vent correspondante.

Pour le DLC 3.3, le vent et les vagues peuvent être supposés codirectionnels avant le changement transitoire de direction du vent.

7.4.4 Arrêt normal (DLC 4.1 à 4.2)

Cette situation conceptuelle comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une éolienne en pleine mer pendant les situations transitoires normales, depuis une situation de production électrique à un état d'arrêt ou de ralenti. Le nombre de survenances doit être estimé en se basant sur le comportement du système de commande.

⁹ Pour le DLC 2.1, il convient de considérer également la situation conceptuelle associée à la propagation des défaillances à travers le réseau électrique.

Pour les DLC 4.1 et 4.2, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse et la hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être prise comme valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante. En variante, les simulations peuvent être effectuées en utilisant une vague pour la conception déterministe normale (NWH), dont la hauteur doit être supposée égale à la valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

7.4.5 Arrêt d'urgence (DLC 5.1)

Les charges survenant à la suite d'un arrêt d'urgence doivent être prises en compte.

Pour le DLC 5.1, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse et la hauteur significative de vague, pour chaque état de mer différent, doit être prise comme valeur attendue de la hauteur significative de vague conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

7.4.6 Immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 6.1 à 6.4)

Dans cette situation conceptuelle, le rotor d'une éolienne immobilisé 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 récurrence combinée de 50 ans. En l'absence d'information définissant la distribution de probabilités conjointe à long terme du vent extrême et des vagues extrêmes, il doit être supposé que la vitesse moyenne du vent extrême, établie sur 10 min, avec une période de récurrence de 50 ans, se produit lors de l'état de mer extrême, avec une période de récurrence de 50 ans. Pour le DLC 6.3, la même hypothèse doit être appliquée par rapport à la combinaison de la vitesse moyenne du vent extrême de 10 min et de l'état de mer extrême, avec pour chaque variable une période de récurrence de 1 an.

Les DLC 6.1, 6.2 et 6.3 peuvent être analysés en utilisant des simulations d'influx turbulents et d'états de mer stochastiques, ou par le traitement des modèles de vent constant, en combinaison avec des vagues pour la conception déterministes. Les cas de charge secondaires des DLC 6.1, 6.2 et 6.3 sont définis par le Tableau 1; ils sont basés sur ces deux approches. Pour les cas de charge pour la conception, où les conditions de vent sont définies par le EWM, soit le modèle de vent extrême constant, soit le modèle de vent extrême turbulent, doit être utilisé, comme cela est indiqué par le Tableau 1. Si le modèle de vitesse de vent extrême constant ou le modèle de vitesse du vent réduite (RWM) constant est utilisé, celui-ci doit être conjugué avec une vague pour la conception déterministe et la réponse doit être estimée à l'aide d'une analyse quasi-constante avec les corrections appropriées pour la réponse dynamique, voir l'Annexe D.

Dans les DLC 6.1, 6.2 et 6.3, le désalignement des directions du vent et des vagues doit être considéré pour le calcul des charges agissant sur la structure de support. Lorsque des mesures appropriées des directions du vent et des vagues, spécifiques au site, sont disponibles, celles-ci doivent être utilisées pour en dériver la plage des angles de désalignement relatifs à la combinaison des conditions de vent extrême et de vagues extrêmes associée à ces cas de charge pour la conception. Les calculs de charge doivent alors être basés sur les valeurs de désalignement, à l'intérieur de cette plage, imposant les plus fortes charges 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 plus fortes charges agissant sur la structure de support doit être pris en considération. Si ce désalignement excède 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 désalignement¹⁰. 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 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 où le mouvement d'orientation est attendu 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 dépendra 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 un changement d'équilibre pendant 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 pleine mer avec un système d'orientation actif, on doit imposer un désalignement d'orientation pouvant atteindre $\pm 15^\circ$, en utilisant le modèle de vent extrême constant, ou un désalignement d'orientation moyen de $\pm 8^\circ$, en utilisant le modèle de vent extrême turbulent, à condition qu'une absence de glissement dans le système d'orientation puisse être assurée.

Pour le DLC 6.1a, le modèle de vent extrême turbulent doit être utilisé, ainsi que les conditions d'état de mer extrême (ESS). La réponse doit être estimée en utilisant une simulation dynamique complète, basée sur au moins six réalisations d'une heure, pour chaque combinaison de vitesse de vent extrême et d'état de mer extrême. Dans ce cas, la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu, l'écart type de la turbulence et la hauteur significative de vague, doivent être pris en tant que valeurs de récurrence 50 ans, référencée chacune à une période de simulation d'une heure. La valeur sur une heure de la vitesse moyenne du vent, de récurrence 50 ans, peut être obtenue à partir de la moyenne sur 10 min, en utilisant la conversion mentionnée au Tableau 1:

$$V_{50,1\text{-hour}} = k_1 V_{50,10\text{-min}}; \quad k_1 = 0,95 \quad (17)$$

La valeur de l'écart type de la turbulence sur une heure peut être obtenue à partir de la valeur sur 10 min, comme suit:

$$\sigma_{i,1\text{-hour}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (18)$$

Les modèles de turbulence donnés dans la CEI 61400-1 peuvent être utilisés, ainsi que les valeurs sur une heure de la vitesse moyenne du vent, de récurrence 50 ans et de l'écart type de la turbulence données par des équations (18) et (19).

La hauteur significative de vague, pour une période de simulation d'une heure, peut être obtenue à partir de la valeur correspondant à une période de référence de 3 h, en utilisant la conversion mentionnée au Tableau 1, où, pour des sites en eau profonde:

$$k_2 = 1,09 \quad (19)$$

Pour les sites en eau peu profonde, la valeur de k_2 donnée à l'équation (20) peut être conservatrice et peut être ajustée.

¹⁰ Les conditions de vent extrême et de vagues extrêmes peuvent être supposées initialement codirectionnels. Lorsqu'une tempête passe sur le site de l'éolienne, la direction du vent peut changer, entraînant un désalignement par rapport à la direction des vagues. Pendant le temps nécessaire au changement significatif de la direction du vent, la sévérité des conditions de vagues aura diminuée.

Des réalisations inférieures à 1 h peuvent être prises comme hypothèse, si le concepteur peut démontrer que ceci ne réduira pas la réponse extrême estimée. Des méthodes de vague forcée peuvent être utilisées à cette fin, voir l'Annexe D. Dans le cas d'une analyse de vague forcée basée sur une période de simulation de 10 min, la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu doit être prise comme étant la valeur sur 10 min avec une récurrence de 50 ans, la hauteur significative de vague doit être prise comme étant la valeur sur 3 h, avec une récurrence de 50 ans et la vague continue incorporée doit avoir l'amplitude de la hauteur de vague extrême, avec une récurrence de 50 ans, H_{50} .

Pour le DLC 6.1b, le modèle de vent extrême constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe réduite (RWH), ayant la hauteur de vague réduite, H_{red50} , avec une période de récurrence de 50 ans.

Pour le DLC 6.1c, le modèle de vitesse du vent réduite (RWM) constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe extrême (EWH). Dans ce cas, la vitesse du vent doit être supposée comme étant V_{red50} et la hauteur de vague doit être supposée comme étant la hauteur de vague extrême, H_{50} , avec une période de récurrence de 50 ans.

Les DLC 6.1b et 6.1c peuvent être omis, si dans le traitement du DLC 6.1a, la cinématique non linéaire de vague est correctement représentée dans les simulations dynamiques de l'état de mer stochastique extrême.

Dans le DLC 6.2, on doit supposer une perte du réseau d'alimentation électrique à un stade précoce d'une tempête présentant la situation de vent extrême. L'effet d'un changement de direction du vent, jusqu'à $\pm 180^\circ$, doit être analysé, sauf si une sauvegarde d'alimentation électrique est fournie pour le système de commande et d'orientation, avec une capacité telle que le fonctionnement de l'éolienne puisse être assuré pendant 6 h.

Pour le DLC 6.2a, le modèle de vent extrême turbulent doit être utilisé, ainsi que les conditions d'état de mer extrême (ESS), et la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu, ainsi que la hauteur significative de vague doivent être prises comme valeurs de récurrence de 50 ans. La réponse extrême doit être estimée en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1a.

Pour le DLC 6.2b, le modèle de vent extrême constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe réduite (RWH), ayant la hauteur de vague réduite, H_{red50} , avec une période de récurrence de 50 ans. Le DLC 6.2b peut être omis, si dans le traitement du DLC 6.2a, la cinématique non linéaire de vague est correctement représentée dans les simulations dynamiques de l'état de mer stochastique extrême.

Dans le DLC 6.3, le vent extrême avec une période de récurrence de 1 an doit être combiné avec un désalignement d'orientation extrême. On doit supposer un désalignement d'orientation extrême pouvant atteindre $\pm 30^\circ$ en utilisant le modèle de vent extrême constant ou un désalignement d'orientation moyen de $\pm 20^\circ$ en utilisant le modèle de vent turbulent.

Pour le DLC 6.3a, le modèle de vent extrême turbulent doit être utilisé, ainsi que les conditions d'état de mer extrême (ESS) et, dans ce cas, la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu et la hauteur significative de vague doivent être prises comme valeurs de récurrence de 1 an. La réponse extrême doit être estimée en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1a.

Pour le DLC 6.3b, le modèle de vent extrême constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe réduite (RWH), ayant la hauteur de vague réduite, H_{red1} , avec une période de récurrence de 1 an. Le DLC 6.3b peut être omis, si dans le traitement du DLC 6.3a, la cinématique non linéaire de vague est correctement représentée dans les simulations dynamiques de l'état de mer stochastique extrême.

Dans le DLC 6.4, on doit tenir compte du nombre prévu d'heures de temps de production sans alimentation au niveau d'une charge variable appropriée pour chaque vitesse du vent où 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 portée aux charges résonnantes 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 significative de vague, 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, basées sur la distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres d'océano-météo relatifs au site prévu pour l'installation. Le concepteur doit s'assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter les dommages par fatigue associés à la distribution globale à long terme des paramètres d'océano-météo.

7.4.7 Immobilisation et conditions de panne (DLC 7.1 à 7.2)

Les écarts par rapport au comportement normal d'une éolienne dont le rotor est immobilisé, résultant de pannes survenant sur le réseau électrique ou au niveau de l'éolienne, doivent faire l'objet d'une analyse. Si toute autre panne différente de la perte du raccordement au réseau d'alimentation électrique génère des écarts par rapport au comportement normal de l'éolienne dont le rotor est immobilisé, les conséquences possibles doivent faire l'objet d'une analyse.

Dans le cas d'une panne dans le système d'orientation, un désalignement d'orientation de $\pm 180^\circ$ doit être pris en considération. Pour toute autre panne, le désalignement d'orientation doit être cohérent avec le DLC 6.1.

Pour le DLC 7.1, l'état de panne doit être conjugué aux conditions de vent extrême et de vagues extrêmes, de telle façon que l'action environnementale extrême globale présente une période de récurrence de 1 an. En l'absence d'information définissant la distribution de probabilités conjointe à long terme du vent extrême et des vagues extrêmes, il doit être supposé que la vitesse moyenne du vent extrême, établie sur 10 min, avec une période de récurrence de 1 an, se produit lors de l'état de mer extrême, avec une période de récurrence de 1 an.

Le DLC 7.1 peut être analysé en utilisant des simulations d'influx turbulents et d'états de mer stochastiques, ou par le traitement des modèles de vent constant, en combinaison avec des vagues pour la conception déterministes. Les cas de charge secondaires du DLC 7.1 sont définis par le Tableau 1; ils sont basés sur ces deux approches. Pour les cas de charge pour la conception, où les conditions de vent sont définies par le EWM, soit le modèle de vent extrême constant, soit le modèle de vent extrême turbulent, doit être utilisé, comme cela est indiqué par le Tableau 1. Si le modèle de vitesse de vent extrême constant ou le modèle de vitesse du vent réduite (RWM) constant est utilisé, celui-ci doit être conjugué avec une vague pour la conception déterministe et la réponse doit être estimée à l'aide d'une analyse quasi-constante avec les corrections appropriées pour la réponse dynamique, voir l'Annexe D.

Dans le DLC 7.1, le désalignement des directions du vent et des vagues doit être considéré pour le calcul des charges agissant sur la structure de support. Lorsque des mesures appropriées des directions du vent et des vagues, spécifiques au site, sont disponibles, celles-ci doivent être utilisées pour en dériver la plage des angles de désalignement relatifs à la combinaison des conditions de vent extrême et de vagues extrêmes associée à ce cas de charge pour la conception. Les calculs de charge doivent alors être basés sur les valeurs de désalignement à l'intérieur de cette plage, imposant les plus fortes charges 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 plus fortes charges agissant sur la structure de support doit être pris en considération. Si ce désalignement excède 30 degrés, 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 trouvée en DLC 7.1, le plus grand glissement défavorable possible doit être pris en considération.

Pour le DLC 7.1a, le modèle de vent extrême turbulent doit être utilisé, ainsi que les conditions d'état de mer extrême (ESS). La réponse extrême doit être estimée en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1a.

Pour le DLC 7.1b, le modèle de vent extrême constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe réduite (RWH), ayant la hauteur de vague réduite, H_{red1} , avec une période de récurrence de 1 an.

Pour le DLC 7.1c, le modèle de vitesse du vent réduite (RWM) constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe extrême (EWH). Dans ce cas, la vitesse du vent doit être supposée comme étant V_{red1} et la hauteur de vague doit être supposée comme étant la hauteur de vague extrême, H_1 , avec une période de récurrence de 1 an.

Les DLC 7.1b et 7.1c peuvent être omis, si dans le traitement du DLC 7.1a, la cinématique non linéaire de vague est correctement représentée dans les simulations dynamiques de l'état de mer stochastique extrême.

Dans le DLC 7.2, il faut tenir compte du nombre prévu d'heures pendant lesquelles il n'y a pas de production d'électricité du fait de pannes sur le réseau électrique ou de l'éolienne, pour chaque vitesse du vent et l'état de mer, pour lesquels un dommage par fatigue significatif peut se produire sur tout composant. Une attention particulière doit être portée aux charges résonnantes de la structure de support dues à l'excitation par les vagues et influencées par le 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 significative de vague, 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, basées sur la distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres d'océano-météo relatifs au site prévu pour l'installation. Le concepteur doit s'assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter les dommages par fatigue associés à la distribution globale à long terme des paramètres d'océano-météo.

7.4.8 Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 8.1 à 8.3)

Pour DLC 8.1, le fabricant doit mentionner toutes les conditions de vent, les conditions maritimes et les situations conceptuelles supposées pour le transport, l'assemblage sur site, l'accès, la maintenance et la réparation d'une éolienne en pleine 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. Le fabricant doit laisser une marge suffisante 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 peut être obtenue en ajoutant 5 m/s à la condition de vent établie.

Les charges apparaissant pendant le transport, l'assemblage, l'accès, la maintenance et la réparation d'une éolienne en pleine 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 protecteurs d'accostage des navires servant l'éolienne;
- si cela est pertinent, les charges associées aux héliportages.

Un impact de la structure de support par le navire de service spécialisé doit être considéré et l'analyse doit être effectuée conformément aux exigences et aux directives de l'ISO 19902.

La situation conceptuelle, la hauteur maximale du navire de service et les conditions limites externes pour l'approche d'une éolienne en pleine mer par le navire doivent être stipulées par le concepteur. Le concepteur doit considérer un impact non inférieur à celui provoqué par le navire de service entrant en contact avec la structure de support à une vitesse de 0,5 m/s et en considérant un coefficient de masse supplémentaire de 1,4 pour une collision latérale et de 1,1 pour une collision de proue ou de poupe. Dans ce cas, il doit être supposé que toute l'énergie cinétique associée à l'impact est absorbée par l'installation de protection d'accostage. Les charges associées au vent maximal et aux conditions maritimes permises pour l'accès du navire de service doivent être combinées avec celles dues à l'impact de ce dernier.

L'énergie absorbée par la structure de support dépendra de sa déformabilité (rigidité) comparée à celle du composant impactant du navire. Dans le cas d'une structure de support très rigide, par exemple une structure en béton, l'énergie sera absorbée principalement par le navire. Après l'impact d'un navire, il est important d'examiner tout dommage à la structure de support provoqué par la force d'impact et de déterminer tout travail de réparation qu'il est nécessaire d'entreprendre pour s'assurer que la capacité requise à supporter les charges de la structure de support est préservée.

Si les informations concernant le navire de service ne sont pas connues par le concepteur, la force d'impact peut généralement être représentée par l'application de 5 MN, distribuée sous la forme d'une charge le long d'une ligne horizontale, sur toute la largeur de la structure de support. Cette charge doit être considérée en incluant l'amplification dynamique. L'étendue verticale de la zone de collision doit être évaluée sur la base du tirant d'eau du navire et des élévations maximales des vagues et des marées autorisées pour l'accès du navire de service. En pratique, la position verticale variera de + 3 m à - 5 m, par rapport au MSL. En ce qui concerne le calcul de la pression locale, une extension verticale de 2 m peut être prise comme hypothèse.

Les charges d'une éolienne en pleine mer dues aux opérations d'héliportage doivent être considérées lorsque cela est nécessaire. La situation conceptuelle, la taille maximale de l'hélicoptère et les conditions limites externes relatives à l'approche d'une éolienne en pleine mer par un l'hélicoptère, doivent être stipulées par l'opérateur ou par le concepteur et prises en considération dans les calculs de charge.

De plus, le DLC 8.2 doit inclure tous les états de transport, d'assemblage, de maintenance et de réparation de l'éolienne pouvant persister pendant plus d'une semaine. Ceci doit, le cas échéant, inclure une structure de support partiellement terminée, la structure de support étant érigée sans le RNA, et le RNA étant sans aucune pale ou sans certaines pales. On doit supposer que le réseau électrique n'est pas connecté dans l'un de ces états. Des mesures peuvent être prises pour réduire les charges au cours de l'un de ces états, tant que ces mesures ne nécessitent pas le raccordement au réseau électrique.

Des dispositifs de blocage doivent pouvoir supporter les charges provenant de situations pertinentes en DLC 8.1. En particulier, l'application de forces de manœuvre conceptuelles maximales doit être prise en compte.

Pour le DLC 8.2a, le modèle de vent extrême turbulent doit être utilisé, ainsi que les conditions d'état de mer extrême (ESS). La réponse extrême doit être estimée en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1a.

Pour le DLC 8.2b, le modèle de vent extrême constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe réduite (RWH), ayant la hauteur de vague réduite, H_{red1} , avec une période de récurrence de 1 an.

Pour le DLC 8.2c, le modèle de vitesse du vent réduite (RWM) constant doit être utilisé, ainsi que la vague pour la conception déterministe extrême (EWH). Dans ce cas, la vitesse du vent doit être supposée comme étant V_{red1} et la hauteur de vague doit être supposée comme étant la hauteur de vague extrême, H_1 , avec une période de récurrence de 1 an.

Les DLC 8.2b et 8.2c peuvent être omis, si dans le traitement du DLC 8.2a, la cinématique non linéaire de vague est correctement représentée dans les simulations dynamiques de l'état de mer stochastique extrême.

Dans le DLC 8.3, on doit tenir compte du nombre prévu d'heures de temps de production sans alimentation pendant la construction du parc d'éoliennes en pleine 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 tout composant. Lorsque l'on s'attend à ce que la situation d'installation persiste pendant une période de temps importante, les charges de fatigue de l'éolienne en pleine mer partiellement installée doivent être également prises en compte; par exemple, une structure de support partiellement terminée, la structure de support étant érigée sans le RNA, et le RNA étant sans aucune pale ou sans certaines pales.¹¹ Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être prises comme hypothèse. La hauteur significative de vague, 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, basées sur la distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres d'océano-météo relatifs au site prévu pour l'installation. Le concepteur doit s'assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter les dommages par fatigue associés à la distribution globale à long terme des paramètres d'océano-météo.

7.4.9 Cas de charge pour la conception, dues aux glaces de mer

En plus des cas de charge du Tableau 1, les cas de charge du Tableau 2 doivent être considérés pour la conception d'une structure de support relative à une éolienne en pleine mer, qui sera installée sur un site où des glaces de mer sont probables. Les cas de charge pour la conception dus aux glaces de mer, E1 à E7, sont décrits ultérieurement à l'Annexe E, ainsi que des directives concernant les méthodes de calcul de charge ad hoc.

¹¹ Il convient de considérer la sensibilité de l'éolienne en pleine mer partiellement installée - sensibilité aux vibrations induites par les tourbillons et dues au vent et/ou aux vagues et aux courants.

Tableau 2 – Cas de charges pour la conception, dues aux glaces de mer

Situation conceptuelle	DLC	Condition de glace	Condition de vent	Niveau de la mer	Type d'analyse	Facteurs de sécurité partielle
Production d'électricité	E1	Charge horizontale due aux fluctuations de température	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out} Vitesse du vent engendrant la poussée maximale	NWLR	U	N
	E2	Charge horizontale due aux fluctuations de la mer et à l'effet de voûte	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out} Vitesse du vent engendrant la poussée maximale	NWLR	U	N
	E3	Charge horizontale due aux floes mobiles, aux vitesses ad hoc $H = H_{50}$ en haute mer $H = H_m$ pour mer fermée	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{out} Vitesse du vent engendrant la poussée maximale	NWLR	U	N
	E4	Charge horizontale due aux floes mobiles, aux vitesses ad hoc $H = H_{50}$ en haute mer $H = H_m$ pour mer fermée	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NWLR	F	*
	E5	Force verticale due aux couverts de glace du fait des fluctuations du niveau de la mer	Aucune charge de vent ne s'est appliquée	NWLR	U	N
Immobilisation	E6	Pression de la glace hummockée et des crêtes de glace	EWM Modèle de vent turbulent $V_{hub} = V_1$	NWLR	U	N
	E7	Charge horizontale due aux floes mobiles, aux vitesses ad hoc $H = H_{50}$ en haute mer $H = H_m$ pour mer fermée	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NWLR	F	*

Abréviations utilisées dans le Tableau 2:

DLC	cas de charge pour la conception
EWM	modèle de vitesse de vent extrême (voir CEI 61400-1)
NTM	modèle de turbulence normale (voir CEI 61400-1)
NWLR	amplitude normale du niveau de la mer (voir 6.4.3.1)
F	fatigue (voir 7.6.3)
U	résistance ultime (voir 7.6.2)
N	normal
*	facteur de sécurité partielle en matière de fatigue (voir 7.6.3)

7.5 Calculs de charge et d'effet de charge

Les calculs de charge et d'effet de charge doivent être effectués en utilisant des méthodes appropriées tenant compte correctement de la réponse dynamique structurelle d'une éolienne en pleine mer soumise à la combinaison des conditions externes applicables.

7.5.1 Pertinence des charges hydrodynamiques

Les charges hydrodynamiques agissant sur la structure de support d'une éolienne en pleine mer ne peuvent affecter l'ensemble rotor – nacelle qu'indirectement par suite des vibrations dynamiques de la structure de support. Cette influence indirecte des charges hydrodynamiques sur l'ensemble rotor – nacelle est en général petite et probablement négligeable; elle dépend des 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 où l'influence des charges hydrodynamiques n'est pas considérée pendant la conception de l'ensemble rotor – nacelle, l'intégrité structurelle doit être démontrée en tenant compte correctement des conditions maritimes de chaque site de l'éolienne en pleine mer.

Pour ce qui concerne des calculs de charge associés à la conception de la structure de support d'une éolienne en pleine mer, toutes les charges décrites de 7.3.1 à 7.3.6 doivent être prises en considération. Les calculs de charge doivent être basés sur les conditions externes représentatives du site de l'éolienne en pleine mer.

7.5.2 Calcul des charges hydrodynamiques

Le calcul des charges hydrodynamiques agissant sur la structure de support d'une éolienne en pleine mer doit être effectué en utilisant les méthodes adéquates. L'Annexe D donne des directives permettant le calcul des charges hydrodynamiques sur la structure, en tenant compte de l'effet des équipements accessoires et des bioalissures.

L'effet des bioalissures sur les charges hydrodynamiques appliquées sur la structure de support doit être pris en considération du fait de l'augmentation des dimensions externes de la pièce de structure de l'épaisseur moyenne attendue des organismes "durs" et en classant les pièces de structure en « lisse » ou « rugueuse », selon la quantité et l'épaisseur attendues des bioalissures. Les éléments structuraux ne peuvent être considérés lisses du point de vue hydrodynamique que s'ils sont au-dessus du niveau de plus haute marée (HAT).

Si l'épaisseur des bioalissures est telle que certains assemblages mobiles de composants sont complètement bloqués, leur effet doit être correctement incorporé dans la modélisation des charges hydrodynamiques sur la structure de support.

7.5.3 Calcul des charges de glace de mer

L'Annexe E donne des directives pour mener à bien le calcul des charges statiques et dynamiques dues à la glace de mer.

7.5.4 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 requises 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 pour la conception, 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 vitesse de vent et état de mer donnés;
- pour le DLC 1.1, le nombre et la période des simulations effectuées pour chaque combinaison de vitesse moyenne de vent et d'état de mer doivent être suffisants pour déterminer une distribution de probabilités à long terme fiable des valeurs extrêmes pour, par extrapolation, obtenir les valeurs caractéristiques de l'effet de charge;
- pour les DLC 1.6a, 6.1a, 6.2a, 6.3a et 7.1a, au moins six réalisations stochastiques d'une heure doivent être requises pour chaque vitesse moyenne du vent et chaque état de mer considérés dans les simulations. Cette exigence peut être relaxée et des réalisations plus courtes peuvent être prises comme hypothèse, si le concepteur peut démontrer que la réponse extrême estimée n'est pas moins extrême que celle obtenue avec des réalisations d'une heure. Des méthodes de vague forcée peuvent être utilisées à cette fin, voir Annexe D.

Les valeurs de la vitesse moyenne du vent, de l'écart type de la turbulence et de la hauteur significative de vague, utilisées comme entrées pour les cas de charge nécessitant une simulation dynamique, doivent être appropriées à la période de simulation choisie.

Excepté les DLC 1.6a, 6.1a, 6.2a, 6.3a et 7.1a, les valeurs de vitesse moyenne du vent, d'écart type de la turbulence et de hauteur significative de vague, utilisées comme entrées pour les cas de charge nécessitant une simulation dynamique, doivent être ajustées, si nécessaire, pour s'assurer que la période de référence des paramètres d'entrée correspond bien à la période de simulation choisie. Des directives relatives à la nécessité et aux moyens d'ajuster la vitesse du vent, l'écart type de la turbulence et les paramètres d'état de mer, pour différentes périodes de référence, sont données en 12.3 et 12.4. Pour les DLC 6.1a, 6.2a, 6.3a et 7.1a, les conversions indiquées en 7.4.6 doivent être appliquées. Dans le cas du DLC 1.6a, les directives sont données à l'Annexe G.

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'un état de mer stochastique et d'un influx turbulent où 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 conjointe des conditions de l'état de mer normale et des vitesses du vent spécifiques au site où l'éolienne en pleine mer sera installée. Étant donné que de nombreux calculs de charge impliqueront des simulations stochastiques de durée limitée, la valeur caractéristique de l'effet de charge déterminée pour la période de récurrence requise peut être supérieure à toute valeur calculée dans la simulation.

Pour les cas de charge avec des événements de champ de vent et de vague déterministes spécifiés, la valeur caractéristique de l'effet de charge doit être la valeur transitoire calculée du cas le plus défavorable. Lorsqu'un influx turbulent est utilisé avec des états de mer irréguliers, la valeur moyenne parmi les effets de charge calculés du cas le plus défavorable pour différentes réalisations stochastiques doit être prise, sauf pour les DLC 2.1, 2.2 et 5.1, où la valeur caractéristique de l'effet de charge doit être la valeur moyenne de la plus grande moitié des effets de charge maximaux.

7.5.5 Autres exigences

Les charges telles que décrites de 7.3.1 à 7.3.6 doivent être prises en compte pour chaque cas de charge pour la conception. Si approprié, 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 pleine mer sur ses caractéristiques aérodynamiques et dynamiques;
- les propriétés statiques et dynamiques de l'interaction de la fondation et du fond marin. Le concepteur doit particulièrement tenir compte des non linéarités de l'interaction de la fondation et du fond marin, 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 robustesse de la conception d'une éolienne en pleine mer, vis-à-vis des changements des fréquences de résonance de la structure de support et des changements des charges de la fondation, doit être évaluée;
- l'influence de la masse des bio-salissures accumulées 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, voir Annexe C;
- la diffraction, voir Annexe D.

La résolution des paramètres d'océano-météo (hauteur significative de vague, période d'énergie maximale du spectre et vitesse moyenne du vent), utilisés pour définir les cas de charge pour les calculs de charge de fatigue, doit être suffisante pour expliquer les dommages dus à la fatigue, associés à la distribution globale à long terme des paramètres d'océano-météo.

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 prendre particulièrement soin de s'assurer que les données directionnelles et la modélisation de l'amortissement aéroélastique du mouvement latéral de la structure de support sont fiables.

Dans de nombreux cas, les contraintes ou efforts locaux pour les emplacements critiques dans un composant donné de l'éolienne sont fixés par des charges multi-axiales simultanées. Dans ces cas, des séries temporelles de charges orthogonales résultant de simulations sont parfois utilisées pour spécifier des charges pour la conception. Lorsque de telles séries temporelles de composantes orthogonales sont utilisées pour calculer les charges de fatigue et ultimes, elles doivent être combinées afin de préserver la phase et l'amplitude. Ainsi, la méthode directe est basée sur la dérivée de la contrainte significative comme valeur en fonction du temps. Les

méthodes de prédiction extrêmes et de fatigue peuvent alors être appliquées à ce signal unique, en évitant les problèmes de combinaison de charges.

Les composantes de charge ultime peuvent également être combinées de manière conservatrice en supposant que les valeurs des composantes les plus défavorables se produisent simultanément.

Il convient de définir la condition de conception d'évaluation des fissures dans le béton et dans le sol. Il est recommandé d'utiliser l'une des solutions alternatives suivantes, basées sur les cas de charge de production (DLC1.2):

- 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

La présente norme 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 pleine mer doit satisfaire les exigences indiquées dans CEI 61400-1. Pour ce qui concerne la conception de la structure de support, les dispositions stipulées dans les paragraphes ci-dessous doivent être suivies.

7.6.1.1 Le format de facteur de sécurité partielle

Le niveau de sécurité d'une structure ou d'un composant structurel est considéré comme satisfaisant lorsque l'effet de la charge pour la conception, S_d , n'excède pas la résistance de conception R_d :

$$S_d \leq R_d \quad (20)$$

Ceci est le 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.

7.6.1.1.1 L'effet de charge pour la conception

Il y a deux approches pour établir l'effet de charge pour la conception, S_{di} , associé à une charge particulière F_i .

Approche 1 – l'effet de charge pour la conception, 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} .

$$S_{di} = \gamma_{fi} S_{ki} \quad (21)$$

où la valeur caractéristique de l'effet de charge, S_{ki} , est déterminée dans une analyse structurelle pour la charge caractéristique, F_{ki} .

Approche 2 – l'effet de charge pour la conception, S_{di} , est obtenu à partir d'une analyse structurelle pour la charge de conception F_{di} , où cette dernière est elle-même obtenue par la multiplication de la charge caractéristique, F_{ki} , par un facteur de charge spécifié, γ_{fi} .

$$F_{di} = \gamma_{fi} F_{ki} \quad (22)$$

La première approche est généralement utilisée pour déterminer l'effet de charge pour la conception lorsqu'une représentation correcte de la réponse dynamique est la préoccupation principale, tandis que la deuxième approche est généralement utilisée si une représentation correcte du comportement non linéaire des matériaux ou des non linéarités géométriques ou les deux sont les principales préoccupations. La première approche s'applique typiquement à la détermination des effets de charge pour la conception dans une structure de support, comprenant le mât, à partir des charges dues au vent sur l'éolienne, tandis que la deuxième approche s'applique typiquement à la conception de la structure de support et de sa fondation, avec les effets de charge dans le mât appliqués en tant que condition limite. Les différences entre les deux approches sont illustrées par la Figure 4 ci-dessous.

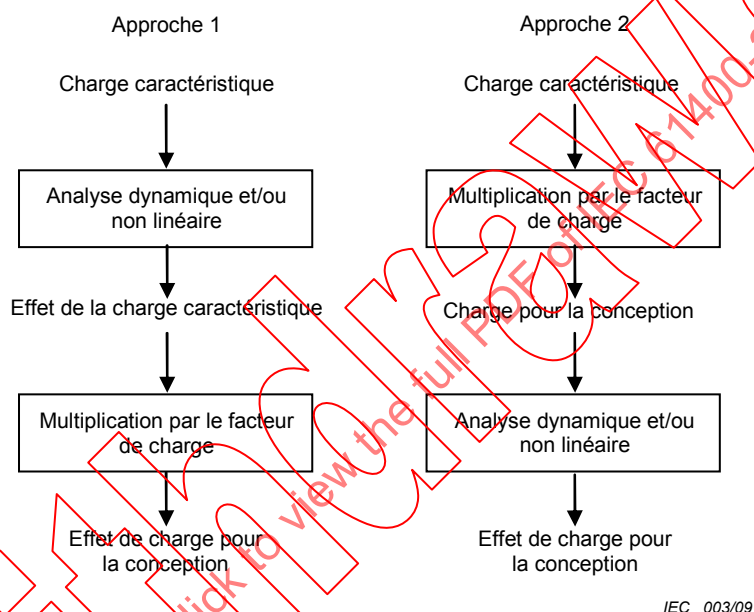


Figure 4 – Les deux approches pour calculer l'effet de charge pour la conception

7.6.1.1.2 La résistance de conception

Il y a deux approches pour établir 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:

$$R_d = R \left(\frac{1}{\gamma_m} f_k \right) \quad (23)$$

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:

$$R_d = \frac{1}{\gamma_m} R_k \quad (24)$$

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 (22) est utilisée, avec l'équation (24), conformément aux dispositions de la CEI 61400-1. Certaines normes, par exemple, l'ISO 19902, demandent l'utilisation de l'équation (23) conjointement avec l'équation (25), tandis que d'autres normes, par exemple, l'ISO 19903, combinent l'équation (23) et l'équation (24).

7.6.2 Analyse de la résistance ultime

Le système et les résistances de conception des composants de la structure de support doivent être déterminés conformément aux normes ISO de conception structurelle, ou à d'autres normes reconnues, relatives aux équipements en pleine mer. Sinon, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à la CEI 61400-1. Les cas de charge pour la conception de résistance ultime et les facteurs de sécurité de charge associés spécifiés dans la présente norme (CEI 61400-3) 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 1 dans lequel l'analyse de la résistance ultime est appropriée, le critère de conception dans l'équation (22) 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 menée conformément aux normes ISO, ou à d'autres normes reconnues, relatives aux équipements en pleine mer, basées sur des principes de conception similaires, l'Approche 2 du 7.6.1.1.1 doit être utilisée pour représenter correctement l'influence des non-linéarités du sol. Dans une situation conceptuelle typique, les charges principales seront les charges de vent et les charges hydrodynamiques, s'ajoutant aux charges permanentes. Les effets de charge pour la conception dans la fondation et dans la sous-structure peuvent être déterminés à partir d'une analyse structurelle; cette dernière étant effectuée en appliquant les effets des charges de conception dues au vent en tant que charges externes à un niveau d'interface approprié, telle qu'une bride du mât ou la surface du fond marin, en plus des valeurs de conception des charges hydrodynamiques et des charges permanentes.

L'Approche 1 du 7.6.1.1.1 peut être utilisée pour déterminer les effets de charge pour la conception 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, il faut faire attention de bien étalonner les facteurs de sécurité partielle pour compenser les carences de modélisation du sol et de non linéarités de sous-structure, dans la réponse. L'étalonnage doit assurer que le même niveau de la fiabilité structurelle est obtenu, comme l'impliquent les dispositions de la présente norme, y compris les références faites aux normes ISO de conception correspondantes.

7.6.2.1 Facteurs de sécurité partielle des charges

Les facteurs de sécurité partielle des charges doivent être au moins les valeurs spécifiées dans la CEI 61400-1. Ces valeurs sont reproduites dans le Tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3 – Facteurs de sécurité partielle des charges γ_f

Charges défavorables			Charges favorables ¹²
Type de situation conceptuelle (voir Tableaux 1 et 2)			Toutes les situations conceptuelles
Normale (N)	Anormale (A)	Transport et levage (T)	
1,35*	1,1	1,5	0,9
* Pour le cas de charge pour la conception DLC 1.1, étant donné que les charges sont déterminées à l'aide d'une extrapolation de charge statistique à des vitesses de vent prescrites entre V_{in} et V_{out}, le facteur de charge partielle pour les situations conceptuelles normales doit être $\gamma_f = 1,25$. Si, pour les situations conceptuelles normales, la valeur caractéristique de la réponse de charge $F_{gravity}$ due à la gravité peut être calculée pour la situation conceptuelle en question, et si la gravité est une charge défavorable, le facteur de charge partielle pour la charge combinée provenant de la gravité et d'autres sources peut avoir la valeur: $\gamma_f = 1,1 + \varphi \zeta^2$ $\varphi = \begin{cases} 0,15 & \text{pour DLC 1.1} \\ 0,25 & \text{sinon} \end{cases}$ $\zeta = \begin{cases} 1 - \frac{ F_{gravity} }{F_k} & F_{gravity} \leq F_k \\ 1 & F_{gravity} > F_k \end{cases}$			

7.6.2.2 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, ou à d'autres normes reconnues, relatives aux équipements en pleine mer. Les formules d'évaluation des résistances ultimes de conception, leurs valeurs caractéristiques associées aux résistances des matériaux et/ou aux résistances au sens général, et leurs facteurs de sécurité associés aux matériaux et/ou aux résistances doivent donc être issus des normes mentionnées ci-dessus. Sinon, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à la CEI 61400-1.

7.6.3 Défaillance suite à la 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, ou à d'autres normes reconnues, relatives aux équipements en pleine mer. Les formules d'évaluation des résistances de conception à la fatigue, leurs valeurs caractéristiques associées aux résistances des matériaux et/ou aux résistances au sens général, et leurs facteurs de sécurité associés aux matériaux et/ou aux résistances doivent donc être issus des normes mentionnées ci-dessus. Sinon, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à la CEI 61400-1. Les cas de charge pour la conception de fatigue et les facteurs de sécurité de charge associés spécifiés dans la présente norme (CEI 61400-3) doivent être utilisés dans la conception de la structure de support.

¹² Les charges de pré-tension et de gravité, diminuant de façon significative la réponse de la charge totale, sont considérées comme des charges favorables.

Pour chaque composant de la structure de support évalué et pour chaque cas de charge des Tableaux 1 et 2 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.

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 mesure, ou par analyse confirmée par mesure, à un degré de confiance supérieur à la normale. Les valeurs de tous les facteurs de sécurité partielle utilisés doivent être mentionnées dans la documentation afférente à la conception.

8 Système de commande et de protection

Le fonctionnement et la sécurité d'une éolienne en pleine mer doivent être régis par un système de commande et de protection satisfaisant les exigences indiquées dans la CEI 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 directives concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe H.

9 Systèmes mécaniques

Un système mécanique, au sens de la présente norme, est tout système ne se composant pas uniquement de composants structurels statiques et de composants électriques, mais qui utilise ou transmet un mouvement relatif par la combinaison d'arbres, de liaisons mécaniques, de roulements, de pièces glissantes, d'engrenages et d'autres dispositifs. A l'intérieur d'une éolienne, ces systèmes peuvent comprendre des éléments de transmission tels que les multiplicateurs de vitesse, les arbres et les raccords, et des organes auxiliaires tels que les freins, les commandes de calage de pale, 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 pleine mer doit satisfaire les exigences indiquées dans la CEI 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 directives concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe H.

10 Système électrique

Le système électrique d'une installation d'éolienne en pleine mer comporte tous les équipements électriques installés dans chaque éolienne en pleine mer, jusque et y compris les bornes de l'éolienne; il est appelé ci-après « système électrique de l'éolienne ».

Le système de collecte de puissance n'est pas couvert par la présente norme.

La conception du système électrique d'une éolienne en pleine mer doit satisfaire les exigences indiquées dans la CEI 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, une classe de pollution appropriées, et une classification IP d'enveloppe conforme aux codes de conception et aux règlements nationaux et internationaux applicables. Des directives concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe H.

Le concepteur doit veiller à prendre en considération les exigences relatives à l'isolation électriques, aux atmosphères salines, à l'humidité et à la température, et à la ventilation; il doit également veiller à prendre en considération la présence d'humidité et/ou de condensation, la possibilité de suintement d'eau, les chocs ou les vibrations mécaniques, et toute exigence de maintenance afin de préserver l'intégrité du système électrique de l'éolienne.

11 Conception de la fondation

La conception et l'analyse structurelle de la fondation d'une éolienne en pleine mer doivent être effectuées conformément aux normes ISO de conception structurelle ou à d'autres normes de conception reconnues, relatives aux éoliennes en pleine mer. Si des normes de conception autres que les normes ISO sont utilisées, on doit démontrer qu'au moins le même niveau de fiabilité structurelle par rapport à la résistance ultime et à la résistance à la fatigue, est obtenu. Les cas de charge pour la conception et les facteurs de sécurité de charge associés spécifiés par les Tableaux 1 et 2 de la présente norme doivent être utilisés comme base de la conception de la fondation.

En général, la conception et l'analyse doivent être conformes à l'ISO 19900. 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 pleine mer, sont basées sur l'ISO 19901-4. La conception des fondations constituées de pieux, traditionnellement associées aux structures fixes en acier, est détaillée dans l'ISO 19902. Les exigences particulières pour la conception des fondations posées sur les hauts fonds marins (shallow gravity foundations), traditionnellement associées aux structures fixes en béton, sont détaillées dans l'ISO 19903.

La fondation doit être conçue pour supporter les actions statiques et dynamiques (aussi bien répétitives que transitoires) sans déformation ou vibration excessive 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 de la surface du fond marin par rapport aux éléments de la fondation doit être étudiée. Les charges provoquées par de tels mouvements, si leur apparition est attendue, doivent être considérées dans la conception.

Les charges agissant sur 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 conduite pour calculer les dommages dus à la fatigue¹³ à laquelle le pieu est soumis lors de son enfoncement dans le fond marin. 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, voir l'Annexe H.

L'Annexe F donne les sources d'autres directives spécifiques concernant la conception des fondations pour les éoliennes en pleine mer.

¹³ Les dommages dus à la fatigue, accumulés pendant l'enfoncement du pieu, peuvent représenter une part importante des dommages totaux accumulés par le pieu pendant la durée de vie de l'éolienne en pleine mer.

12 Evaluation des conditions externes sur un site d'éoliennes en pleine mer

12.1 Généralités

Les éoliennes en pleine 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. En plus de ces conditions, il faut prendre en compte les conditions sismiques, bathymétriques et celles liées au sol, régnant sur le site de l'éolienne en pleine mer.

Les conditions externes sur un site d'éoliennes en pleine mer doivent être évaluées en tant qu'éléments servant de base pour la conception et/ou pour la vérification de la conception, conformément aux exigences des paragraphes suivants. Les conditions externes utilisées comme éléments servant de base pour la conception d'une éolienne en pleine mer doivent être clairement stipulées dans la documentation afférente à la conception. L'Annexe A présente une liste récapitulative des principaux paramètres de conditions externes pouvant constituer une base pour la conception, et être utilisée comme directive.

Les facteurs de sécurité partielle pour les charges de 7.6.2.1 supposent que l'évaluation sur site des conditions de vent normales et extrêmes a été effectuée conformément aux exigences minimales du présent article.

12.2 La base de données d'océano-météo

Une base de données d'océano-météo spécifique au site d'installation des éoliennes doit être établie et doit contenir les informations concernant:

- les vitesses et directions des vents;
- les hauteurs significatives de vague, les périodes et directions des vagues;
- les statistiques de corrélation entre les vents et les vagues;
- les vitesses et directions des courants;
- les niveaux de la mer;
- l'occurrence et les propriétés des glaces de mer;
- l'occurrence du givrage;
- d'autres paramètres d'océano-météo pertinents, telles que les températures et densités de l'eau et de l'air, la salinité de l'eau, la bathymétrie du site, les biosalissures, etc.

La base de données peut être établie à partir de mesures spécifiques au site, appuyées, si nécessaire, par des simulations numériques (simulations rétrospectives). Si des mesures spécifiques au site sont utilisées, les résultats doivent être généralement corrélés avec les données d'un lieu proche du site, pour lequel des mesures sur un long terme existent, sauf s'il peut être montré que les résultats sont conservateurs. La période de surveillance des mesures spécifiques au site doit être suffisante pour garantir des statistiques fiables pour les différents paramètres, ainsi que pour la distribution de probabilités conjointe de ces paramètres¹⁴. Généralement, les mesures à long terme spécifiques au site ne doivent pas être requises lorsque la corrélation avec des données à long terme convenables d'un lieu voisin est réalisée

¹⁴ Si seule une analyse de corrélation des données mesurées est à réaliser, il convient que le lieu des mesures à long terme soit à moins de 50 km du site sur lequel il est projeté d'installer les éoliennes en pleine mer; il convient que la profondeur d'eau, le fetch et la bathymétrie soient similaires en ces deux lieux. En corrélant les données à long terme avec les données à court terme spécifiques au site d'installation des éoliennes, il convient de prendre soin au fait que la corrélation soit adéquate et au fait que l'incertitude de l'analyse de corrélation puisse être estimée. Si le lieu des mesures à long terme devait être à plus de 50 km du site sur lequel il est projeté d'installer les éoliennes en pleine mer, il est également envisageable d'effectuer des simulations numériques (simulations rétrospectives) pour évaluer les statistiques d'océano-météo 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 mesures des séries temporelles peuvent être d'une importance particulière, afin de caractériser les hauteurs de vague, les périodes et les spectres de vagues sur des sites en eau peu profonde.

Lors de l'évaluation de la qualité des données et de leur quantité, il convient de porter une attention particulière à l'adéquation de ces dernières vis-à-vis de l'extrapolation des événements très peu fréquents.

12.3 Évaluation des conditions de vent

Sur le site de l'éolienne, les valeurs des paramètres suivants doivent être estimées:

- la vitesse moyenne du vent extrême à hauteur du moyeu, établie sur 10 min, avec une période de récurrence de 50 ans;
- la fonction de densité de probabilité de la vitesse du vent $p(V_{hub})$;
- l'écart type de la turbulence ambiante $\hat{\sigma}$ (estimé comme la valeur moyenne de l'écart type de la composante longitudinale¹⁵) et l'écart type $\hat{\sigma}_\sigma$ de $\hat{\sigma}$ à V_{hub} entre V_{in} et V_{out} et V_{hub} égal à V_{ref} ;
- le cisaillement du vent¹⁶;
- la masse volumique de l'air.

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. Tous les paramètres, sauf la masse volumique de l'air, doivent être disponibles en fonction de la direction du vent, et donnés comme une valeur moyenne établie sur 10 min.

Les paramètres du vent sur le site doivent être:

- mesurés dans la plage comprise entre 0,2 V_{ref} et 0,4 V_{ref} et extrapolés, ou
- dérivés d'une analyse de corrélation de mesures de surveillance à court terme effectuées sur le site, et d'enregistrements à long terme provenant de stations météorologiques locales ou à partir de codes locaux ou de normes locales.

Dans le cas où 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 4 peuvent être utilisés pour estimer la vitesse moyenne du vent extrême établie sur 10 min. Les facteurs de correction de ce tableau donnent le rapport entre la vitesse de vent extrême pour une période d'intégration donnée et une vitesse moyenne de vent, établie sur 10 min.

Tableau 4 – 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 sur 10 min	1,00	0,95	0,90

¹⁵ La composante longitudinale de la turbulence peut être approchée par la composante horizontale.

¹⁶ Des valeurs élevées de cisaillement pendant de longues durées ont été signalées pour certaines zones en relation avec un écoulement hautement stratifié ou des modifications de rugosité importantes. Les conditions externes de l'Article 6 ne sont pas destinées à couvrir de tels cas.

La distribution de probabilités à long terme de la vitesse moyenne du vent, V_{hub} , peut être supposée indépendante de la période d'intégration, pour des périodes comprises dans la plage de 10 min à 3 h¹⁷.

La valeur de l'écart type de la turbulence 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 sont susceptibles d'influencer l'intensité de turbulence, ces effets doivent être représentés dans les données. Les caractéristiques de l'anémomètre, le taux d'échantillonnage et le temps d'intégration utilisés afin d'obtenir des données mesurées doivent être pris en compte lors de l'évaluation de l'intensité de turbulence.

Dans le cas où aucune donnée relative à la turbulence sur le site n'est disponible, l'écart type de la turbulence, σ_1 , peut être estimé en utilisant le paramètre de rugosité de surface, z_0 , dérivé de l'expression de Charnock:

$$z_0 = \frac{A_C}{g} \left[\frac{\kappa \cdot V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} \right]^2 \quad (25)$$

où

g est l'accélération de la pesanteur

$\kappa = 0,4$ est la constante de Von Karman, et

A_C est la constante de Charnock.

$A_C = 0,011$ est recommandé pour les lieux situés en haute mer et $A_C = 0,034$ peut être utilisé pour les lieux proches des côtes¹⁸.

La rugosité de la surface de la mer augmente avec la vitesse du vent et l'intensité de turbulence augmentera donc en fonction de 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:

$$\sigma_1 = \frac{V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} + 1,28 \times 1,44 \times I_{15} \quad (26)$$

où I_{15} est la valeur moyenne de l'intensité de turbulence à hauteur du moyeu, déterminée à $V_{\text{hub}} = 15$ m/s.¹⁹

¹⁷ Cette hypothèse peut ne pas être valide à la queue de la distribution de probabilités à long terme, pour les vitesses moyennes de vent dépassant V_{out} .

¹⁸ Le paramètre de rugosité de surface et l'écart type de la turbulence en résultant, calculé en utilisant l'équation de Charnock, s'applique pour les conditions de haute mer. Il convient de faire attention dans les cas où l'influence de la topologie du rivage et de la rugosité à terre peut conduire à des valeurs supérieures d'écart type de la turbulence.

¹⁹ L'écart type $1,44 \times I_{15}$ dans l'équation (26) est cohérent avec la CEI 61400-1. Cependant, des écarts types significativement plus grands ont été enregistrés à quelques endroits en pleine mer. Par conséquent, il convient d'évaluer soigneusement ce paramètre pour un site spécifique, en prenant en compte les informations disponibles pour des sites similaires ou voisins.

En l'absence de données convenables, spécifiques au site, pour estimer l'écart type de la turbulence avec une période d'intégration d'1 h, celui-ci peut être supposé lié à l'écart type de la turbulence moyenne sur 10 min par:

$$\sigma_{i,1\text{-hour}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (27)$$

Lorsqu'il n'y a pas de données relative au site pour la masse volumique de l'air, on doit supposer que celle-ci est cohérente avec l'ISO 2533:1975, corrigée convenablement pour tenir compte de la température moyenne annuelle.

12.4 Évaluation des vagues

Les paramètres suivants doivent être estimés:

- la hauteur significative de vague avec une période de récurrence de 50 ans, en supposant une période de référence de 3 h, $H_{s,50}$, et la plage associée des périodes d'énergie maximale du spectre des vagues;
- la hauteur significative de vague avec une période de récurrence d'un an, en supposant une période de référence de 3 h, $H_{s,1}$, et la plage associée des périodes d'énergie maximale du spectre des vagues;
- la hauteur de vague extrême individuelle avec une période de récurrence de 50 ans, H_{50} ;
- la hauteur de vague extrême individuelle avec une période de récurrence d'un an, H_1 ;
- la hauteur de vague réduite individuelle avec une période de récurrence de 50 ans, H_{red50} ;
- la hauteur de vague réduite individuelle avec une période de récurrence d'un an, H_{red1} ;
- la hauteur de crête de vague extrême avec une période de récurrence de 50 ans.

Les hauteurs significatives de vague extrême peuvent être déterminées à partir de la base de données d'océano-météo par extrapolation basée sur la queue de la distribution à long terme des hauteurs significatives de vague, voir l'ISO 19901-1. Les hauteurs de vagues individuelles extrêmes peuvent être établies par convolution de la distribution à long terme de la hauteur significative de vague, 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 significative de vague H_s . Cependant, les hauteurs de vague extrême peuvent être limitées par la profondeur d'eau.

Des vagues déferlantes peuvent se produire sur le site d'une éolienne en pleine mer en fonction de la profondeur d'eau, de la déclivité de la surface du fond marin, de la hauteur de vague, de la période et de la cambrure de vague. S'appuyant sur une évaluation de ces paramètres, les directives données à l'Annexe C peuvent être suivies pour déterminer la nature et l'ampleur des vagues déferlantes, en fonction des conditions du site.

La base de données d'océano-météo spécifique au site doit être analysée afin d'établir la distribution de probabilités conjointe à long terme des paramètres suivants:

- la vitesse moyenne de vent à la hauteur du moyeu, V_{hub} ;
- la hauteur significative de vague, H_s ;
- la période d'énergie maximale du spectre, T_p .

Par définition H_s et T_p sont indépendants de la période d'intégration et par conséquent leurs distributions marginales de probabilités à long terme ne changent pas avec leurs périodes d'intégration. Afin de déterminer la distribution de probabilités conjointe de V_{hub} , H_s , et T_p , une période d'intégration doit être choisie pour définir la vitesse moyenne du vent à laquelle corréler la hauteur significative de vague et la période d'énergie maximale du spectre. La période d'intégration doit être d'une heure. Si les données statistiques à plusieurs variables disponibles pour V_{hub} , H_s , et T_p sont basées 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_{hub} , 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 sur une période de temps considérable, à l'échelle des heures. Cependant, en fonction des caractéristiques spécifiques du site, la corrélation peut ne pas changer de manière significative avec la période d'intégration et donc il peut être raisonnable de supposer que la distribution de probabilités conjointe à long terme de V_{hub} , H_s et T_p est indépendante de la période d'intégration.

Si nécessaire, la distribution de probabilités conjointe doit être étendue pour inclure les directions du vent et des vagues, bien que les mesures spécifiques au site, permettant de dériver l'occurrence conjointe de ces cinq paramètres, ne soient pas souvent disponibles²⁰. La résolution de la distribution de probabilités conjointe 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 significative de vague 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, au plus, de 30°.

Il n'y a aucune exigence pour l'évaluation des spectres des vagues spécifiques au site et de l'étalement directionnel, et les formules standard données à l'Annexe B peuvent être prises comme hypothèse. Dans le cas où des mesures appropriées et fiables existent, les spectres des vagues et la fonction d'étalement directionnel spécifiques au site peuvent, toutefois, être évalués en tant qu'éléments de base de la conception et/ou de la vérification de la conception d'une éolienne en pleine mer.

12.5 Evaluation des courants

En plus de leur impact sur les charges de la structure de support d'une éolienne en pleine mer, les courants affectent l'emplacement et l'orientation des points d'accostage des bateaux et des dispositifs de protection d'accostage (pare-battage), et peuvent engendrer l'affouillement du fond marin.

Les courants marins doivent être évalués en tenant compte des composantes associées aux marées, à la surcôte de tempête, aux courants de ressac induits par le vent et par les vagues, dans le cas où 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 récurrence de 1 an et de 50 ans doivent être déterminées à partir de l'analyse de la base de données d'océano-météo spécifique au site.

Il n'y a aucune exigence concernant l'évaluation de la variation de la vitesse de courant spécifique au site avec la profondeur, et les profils standard donnés en 6.4.2 peuvent être pris comme hypothèse. Dans le cas où des mesures appropriées et fiables existent, les profils de courant spécifiques au site peuvent, cependant, être évalués en tant qu'éléments de base de la conception et/ou de la vérification de la conception d'une éolienne en pleine mer.

12.6 Evaluation du niveau de la mer, des marées et des surcôtes de tempête

Le niveau moyen et la fluctuation du niveau de la mer sur le site de l'éolienne doivent être évalués afin de déterminer les paramètres suivants:

²⁰ Une hypothèse de codirectionnalité du vent et des vagues peut ne pas être conservatrice, bien que, inversement, pour un site spécifique et une structure d'éolienne en pleine mer, la codirectionnalité puisse être trop conservatrice.

- le niveau moyen de la mer (MSL);
- le niveau de plus haute marée (HAT) et le niveau de plus basse marée (LAT);
- le niveau de repos de la mer le plus élevé (HSWL) incluant la surcôte de tempête positive;
- le niveau de repos de la mer le plus bas (LSWL) incluant la surcôte de tempête négative.

Ces paramètres doivent être déterminés à partir de la base de données d'océano-météo spécifique au site. Les évaluations précises de la surcôte de tempête demandent un ensemble de données enregistrées sur le long terme. Les mesures à long terme ou les simulations rétrospectives disponibles concernant un lieu à proximité peuvent être utilisées conjointement avec des techniques de corrélation pour en dériver les caractéristiques de surcôte de tempête spécifiques au site.

12.7 Evaluation des glaces de mer

L'influence de la glace de mer doit être évaluée pendant la conception de la structure de support d'une éolienne en pleine mer, qui sera installée en un lieu où la formation de glace de mer est susceptible de se produire. Une évaluation nécessitera des informations détaillées concernant les propriétés de la glace de mer sur le site de l'éolienne en pleine mer. Le fabricant doit décrire les propriétés de la glace de mer prises comme hypothèse dans la documentation de conception. Les paramètres suivants doivent être déterminés à partir des données statistiques issues d'un atlas des glaces ou d'un document semblable:

- l'épaisseur de glace, H , avec une période de la récurrence de 50 ans;
- la résistance de la glace à l'écrasement, σ_c ;
- le risque de courant ou de floe induit par le vent;
- le risque de forces induites par le niveau de la mer fluctuant;
- la fréquence de la concentration en glaces.

12.8 Evaluation des biosalissures

L'épaisseur des biosalissures et sa variation en fonction de la profondeur au-dessous du niveau de la mer doit être évaluée sur la base des recommandations applicables, de l'expérience locale et des mesures existantes. Des études spécifiques au site peuvent être nécessaires pour établir la nature, l'épaisseur probable et la dépendance en fonction de la profondeur des biosalissures²¹.

12.9 Evaluation du mouvement du fond marin et de l'affouillement

La stabilité du fond marin doit être évaluée. Elle doit être déterminée dans les cas où la bathymétrie et la configuration du sol du site nécessitent 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 de surface du fond marin peuvent généralement être caractérisées par la combinaison des éléments suivant:

- un affouillement local caractérisé par un affouillement en cuvette à bords raides autour des éléments structuraux 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

²¹ Des informations concernant les biosalissures 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), voir l'ISO 19901-1.

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 fond marin 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 de la surface du fond marin, ou des cycles répétés de ces phénomènes. L'adjonction de structures faites de la main de l'homme peut modifier le régime local de transport de sédiments, ce qui peut aggraver l'érosion, entraîner une accumulation, ou n'avoir aucun effet.

Il peut résulter du mouvement du fond marin et de l'affouillement l'élimination du support vertical et latéral des fondations, entraînant des tassements et des déplacements des fondations sur hauts-fonds, une surcharge des éléments de fondation et un changement indésirable des propriétés dynamiques de la structure de l'éolienne. Dans le cas où l'affouillement est une possibilité à envisager, il doit être pris en compte dans la conception et/ou la manière de l'atténuer doit être examinée.

L'ampleur de l'affouillement et de la protection requise, au niveau du site de l'éolienne, doivent être déterminées:

- sur la base des enregistrements précédents relatifs à des sites voisins ou à des sites ayant des caractéristiques similaires de surface du fond marin;
- à partir d'essais sur modèles; ou
- à partir de calculs étalonnés par des essais de prototype ou sur modèles.

12.10 Evaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes avoisinantes

L'évaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes avoisinantes doit être effectuée conformément aux exigences indiquées par la CEI 61400-1.

12.11 Evaluation d'autres conditions d'environnement

Les conditions d'environnement suivantes doivent être évaluées par comparaison aux hypothèses émises dans la conception d'une éolienne en pleine mer:

- les plages de températures normales et extrêmes de l'air;
- la grêle et la neige;
- l'humidité;
- la foudre;
- le rayonnement solaire;
- les substances chimiques actives;
- la salinité;
- la densité de l'eau;
- la plage des températures de l'eau.

12.12 Evaluation des conditions de tremblements de terre

L'évaluation des conditions de tremblement de terre doit être effectuée conformément aux exigences indiquées par la CEI 61400-1.

12.13 évaluation des fenêtres météo et d'interruption météo

Les fenêtres météo et l'interruption météo sont importantes pour le transport, l'installation et la maintenance d'une éolienne en pleine mer. Une évaluation des fenêtres météo et d'interruption météo doit être entreprise pour le site de l'éolienne.

12.14 Evaluation des conditions du réseau électrique

Les conditions électriques externes au niveau des bornes de l'éolienne sur un site proposé doivent être évaluées afin d'assurer la compatibilité avec les conditions de conception électrique. Les conditions électriques externes doivent inclure les éléments suivants²²:

- la tension normale et la plage normale de tensions comprenant les exigences pour rester connecté ou déconnecté par l'intermédiaire d'une plage de tensions spécifiée et d'une durée spécifiée;
- la fréquence normale, la plage normale de fréquences et la vitesse de variation comprenant les exigences pour rester connecté ou déconnecté par l'intermédiaire d'une plage de fréquences spécifiée et d'une durée spécifiée;
- le déséquilibre de tension spécifié en pourcentage de la tension de séquence de phase négative pour les défaillances symétriques et asymétriques;
- la méthode de mise à la terre du neutre;
- la méthode de détection / protection des défauts à la terre;
- le nombre annuel de défaillances du réseau;
- la durée de vie totale des défaillances du réseau d'alimentation électrique;
- les cycles de re-fermeture automatique;
- le programme de compensation réactif requis;
- les courants de défaut et la durée;
- l'impédance en court-circuit entre phases et phase-terre aux bornes de l'éolienne;
- la distorsion de tension harmonique de fond du réseau;
- la présence d'un courant de signalisation porteur sur la ligne, s'il y en a un, et sa fréquence;
- les profils de défaillance pour la revue des exigences;
- les exigences de contrôle du facteur de puissance;
- les exigences du taux de rampe; et
- d'autres exigences de compatibilité du réseau.

12.15 Evaluation des conditions du sol

Les propriétés du sol sur un site proposé doivent être évaluées par un ingénieur en géotechnique qualifié sur le plan professionnel.

Les investigations relatives au sol doivent être réalisées, afin de fournir les informations adéquates permettant de caractériser les propriétés du sol, dans toute la profondeur et dans toute la zone qui affecteront ou seront affectées par la structure de la fondation. D'une manière générale, les investigations doivent inclure les éléments suivants:

- un relèvement géologique du site;
- un relèvement bathymétrique de la surface du fond marin comprenant le repérage des rochers, des bancs de sable ou des obstructions sur celle-ci;
- une auscultation géophysique;
- des investigations géotechniques se composant d'essais in-situ et d'essais en laboratoire.

Afin de développer les paramètres de conception requis pour la fondation, les données obtenues pendant les investigations doivent être appréciées conjointement avec une évaluation

²² Il peut être nécessaire que le concepteur de l'éolienne tienne compte des conditions de compatibilité du réseau. Les exigences ci-dessus représentent un ensemble d'exigences minimales. Il est nécessaire que les exigences locales et nationales de compatibilité du réseau soient anticipées au stade de la conception.

de la géologie des hauts-fonds de la région. Si possible, il convient que le prélèvement de sol et le programme des essais soient définis après avoir passé en revue les résultats géophysiques.

Les investigations relatives au sol doivent inclure un ou plusieurs sondages de sol (forage) afin de fournir les échantillons du sol destinés aux essais in-situ et aux essais en laboratoire, pour déterminer des données appropriées à la définition des propriétés techniques. Le nombre et les profondeurs des sondages nécessaires doit dépendre du nombre et de l'emplacement des fondations des éoliennes dans le parc d'éoliennes en pleine 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) et les sondages de hauts-fonds en vibro-carottage peuvent être utilisés pour compléter des sondages de sol, lors de l'investigation du sol. Les données relatives au sol, spécifiques au site, doivent être, en principe, établies pour chaque fondation du parc d'éoliennes. Les CPT peuvent être utilisés dans ce but, aux emplacements de l'éolienne où le sondage du sol n'est pas entrepris. Pour assurer l'étalonnage des CPT, un CPT doit être réalisé à proximité immédiate de l'un des sondages du sol.

Les investigations du sol doivent fournir les données suivantes, qui serviront 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;
- les propriétés de déformation, y compris les paramètres de consolidation (compaction);
- la perméabilité;
- les paramètres de déformabilité et d'amortissement nécessaires à la prévision des propriétés dynamiques de la structure de l'éolienne.

Pour chaque couche du sol, ces propriétés techniques doivent être complètement évaluées au moyen d'essais appropriés in-situ et en laboratoire.

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.

13 Assemblage, installation et levage

13.1 Généralités

Le fabricant d'une éolienne en pleine 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 pleine mer doit être réalisée par un personnel formé ou instruit pour ces activités.

Le site d'une éolienne en pleine 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, selon le cas. Il est recommandé que l'opérateur identifie et minimise les dangers existants et potentiels.

L'ingénierie détaillée d'installation doit être menée à bien. Les listes de contrôle 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.

Si approprié, le personnel d'installation doit utiliser des équipements de protection individuelle agréés 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 la mer, et ce personnel doit employer des harnais de sécurité agréés et des dispositifs d'aide à l'escalade. 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 sangles, tous les crochets et tout autre appareillage, doivent être adéquats pour un levage en toute sécurité et agréés.

Il convient de prêter une attention particulière à l'installation de l'éolienne en pleine mer dans des conditions inhabituelles, telles que la grêle, la foudre, les vents forts, les tremblements de terre, le givrage, de fortes vagues, des conditions de marée extrême, etc.

Les procédures d'installation doivent être telles qu'au besoin, le travail puisse être interrompu sans mettre le personnel en danger ou entraîner des charges inacceptables pour la construction. Au cas où un mât serait dressé sans nacelle, des mesures appropriées doivent être mises en œuvre afin d'éviter des vibrations transversales générées par vortex, 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 pleine mer, toute structure provisoire ou permanente prévue, considérée comme pouvant être un obstacle à la navigation maritime et à l'aviation, doit être annoncée suffisamment à l'avance et doit être indiquée sur les cartes et les bases de données ad hoc, en donnant la position, l'étendue et l'élévation. Le balisage lumineux et la signalisation des obstacles doivent satisfaire aux règlements appropriés et aux codes nationaux et internationaux.

Tous les aspects des opérations d'hélicoptages concernant la sécurité structurelle des plateformes d'atterrissage, les dégagements, la protection contre le feu, la signalisation, etc. doivent satisfaire aux règlements appropriés et aux codes nationaux et internationaux.

13.2 Planification

L'assemblage, le levage et l'installation d'une éolienne et de l'équipement associé doivent être planifiés de sorte que le travail soit réalisé en toute sécurité et conformément aux réglementations locales et nationales. En plus des procédures pour l'assurance de la qualité, la planification doit comprendre, si appropriée, 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 (sautage) et autres activités ayant trait à la construction de la fondation et aux travaux sous-marins, par exemple, enfoncement de pieux, pose de protections contre l'affouillement et pose de câbles;
- les règles relatives à la gestion 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).

13.3 Conditions d'installation

Lors de l'installation d'une éolienne en pleine mer, le site doit être maintenu dans un état qui ne comporte aucun risque en matière de sécurité ou de navigation.

13.4 Accès au site

L'accès au site doit être sûr et les aspects suivants doivent être pris en compte:

- les barrières et les voies d'accès;
- les zones d'exclusion;
- la circulation, le trafic;
- la capacité de charge de l'accès au site;
- la manutention, le déplacement des équipements sur le site;
- le dispositif d'accès bateau-à-éolienne;
- le dispositif d'accès hélicoptère-à-éolienne.

13.5 Conditions d'environnement

Lors de l'installation, les limites environnementales spécifiées par le fabricant doivent être observées. Il convient de prendre en compte 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.

13.6 Documentation

Le fabricant d'une éolienne en pleine mer doit fournir les schémas, les spécifications et les instructions relatives aux procédures d'assemblage, d'installation et de levage de l'éolienne. Le fabricant doit fournir des détails sur l'ensemble des charges, des poids, des points de levage et des outils et procédures spéciaux nécessaires à la manipulation et à l'installation, en toute sécurité, de l'éolienne en pleine mer. Le fabricant doit fournir une évaluation des risques de toutes les activités dangereuses.

13.7 Réception, manutention et stockage

La manipulation et le transport des équipements constitutifs d'une éolienne, lors de l'installation, doivent être effectués par un matériel dont l'adéquation à la tâche a été confirmée et en conformité avec les pratiques recommandées du fabricant.

Lorsqu'il existe un risque de déplacement causé par le vent avec un risque d'endommagement conséquent, les pales, les nacelles, les autres pièces aérodynamiques, ainsi que les caisses en bois légères doivent être maintenues en place.

13.8 Fondations/systèmes d'ancrage

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 et d'autres appareils doivent être utilisés.

13.9 Assemblage de l'éolienne en pleine mer

Une éolienne en pleine mer doit être assemblée conformément aux instructions du fabricant. Le contrôle doit être effectué pour confirmer la lubrification correcte et le conditionnement avant emploi de tous les composants.

13.10 Levage de l'éolienne en pleine mer

Une éolienne en pleine mer doit être érigée par du personnel formé et instruit aux pratiques adéquates et sûres en matière de levage en pleine mer. Indépendamment de la formation spécifique ayant trait à l'installation de l'éolienne proprement dite, la formation doit au moins inclure:

- du secourisme;
- les procédures particulières aux activités en mer (par exemple l'utilisation des radeaux de sauvetage, des gilets de sauvetage, des combinaisons spéciales, la survie en mer);
- les procédures d'évacuation, ainsi que celles destinées aux personnes blessées ou ayant perdu connaissance;
- l'utilisation des bateaux, des hélicoptères et des dispositifs d'accès en mer (avec une attention spéciale pour les procédures de transfert nocturne sécurisées).

Tout travail doit être effectué par au moins 2 personnes, équipées des moyens de communication appropriés.

Aucune partie du système électrique d'une éolienne en pleine mer ne doit être sous tension au cours du levage, sauf si cela est nécessaire au processus de levage. 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 aboutir à un danger potentiel, doivent être protégés contre tout mouvement intempestif au cours du processus de levage.

13.11 Dispositifs de fixation et attaches

Les fixations filetées et les autres dispositifs d'attache doivent être montés selon le couple recommandé par le fabricant de l'éolienne et/ou par d'autres instructions. Les fixations identifiées comme étant critiques doivent être contrôlées et les procédures destinées à confirmer le couple de montage et 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, des câbles, des tendeurs, des mâts de levage et des autres appareils et dispositifs;
- la fixation correcte des appareils de levage nécessaires à un levage en toute sécurité.

13.12 Grues, treuils et engins de levage

Les grues, les treuils et les engins de levage, y compris toutes les élingues de levage, les crochets et autres appareils nécessaires à un levage en toute sécurité, doivent être adaptés à cette tâche et à la mise en place finale des charges. Il convient que les instructions et la documentation du fabricant relatives au levage et à la manipulation fournissent des informations sur les charges escomptées et les points de levage sûrs pour les composants et/ou les assemblages. Tous les équipements de levage, les élingues et les crochets doivent être soumis à des essais et certifiés par rapport à la charge admissible.

14 Mise en service, fonctionnement et maintenance

14.1 Généralités

Les procédures de mise en service, de fonctionnement, de contrôle et de maintenance doivent être spécifiées dans le manuel de l'éolienne en pleine mer, en veillant à prendre en considération la sécurité du personnel.

La conception doit intégrer des dispositions pour un accès sûr à tous les composants, aux fins de contrôle et de maintenance. Le dispositif d'accès doit satisfaire aux règlements appropriés locaux, nationaux et internationaux.

Les exigences de l'Article 10 couvrent également les équipements de mesure électrique installés temporairement dans l'éolienne en pleine mer à titre de prise de mesures.

Si approprié, le personnel d'exploitation et de maintenance doit utiliser des équipements de protection individuelle agréés 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 la mer doit être formé à ce travail, et doit employer des harnais de sécurité agréés et des dispositifs d'aide à l'escalade. D'autres dispositifs de sécurité comprennent des gilets de sauvetage, des combinaisons isothermiques et des aides à la flottabilité.

14.2 Exigences de conception pour le fonctionnement, le contrôle et la maintenance en toute sécurité

Le fonctionnement normal d'une éolienne en pleine mer assuré par le personnel d'exploitation doit être possible au niveau de la plateforme. Une commande manuelle prioritaire marquée et située sur le système de commande automatique/à distance doit être disponible.

Les événements externes détectés comme des défaillances, mais non critiques pour la sécurité future d'une éolienne en pleine mer, tels que la perte et le rétablissement de la charge électrique, peuvent autoriser un retour automatique à la normale une fois le cycle d'arrêt terminé.

Les dispositifs de protection destinés à protéger le personnel de 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 dispositifs de protection doivent:

- être de construction solide;
- être difficiles à contourner;
- si possible, permettre les travaux de maintenance essentiels à effectuer sans nécessiter leur démontage.

Toute passerelle ou plateforme montée sur la structure de support d'une éolienne en pleine mer doit être située au-dessus de la zone d'action des vagues. Pour des raisons de sécurité, il convient de prendre en considération l'élimination des bio-salissures. S'il y a un risque de givrage sur le site, la limitation d'accessibilité aux échelles et aux plateformes, dans des conditions de givrage, doit être considérée. On doit également prendre en compte le risque de dommages 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.

Des dispositions doivent être prévues dans la conception pour l'utilisation d'un équipement de diagnostic et de localisation 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 pour protéger le personnel de tout contact accidentel avec des composants rotatifs ou des pièces mobiles;
- des dispositions relatives aux cordes d'assurance et harnais de sécurité ou autres dispositifs de protection agréés 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 d'autre mouvement mécanique, tel que le calage de pale, lors de la maintenance, conformément aux conditions de vent et aux situations conceptuelles spécifiées en DLC 8.1, ainsi que des dispositions pour un déblocage en toute sécurité;
- des signaux d'avertissement pour les conducteurs actifs (sous tension);
- des dispositifs adaptés pour la décharge de l'électricité accumulée;
- une protection adaptée du personnel contre le feu;
- une issue de secours à partir de la nacelle;
- des dispositions pour emprunter une autre sortie de secours à partir de l'éolienne en pleine mer, en cas d'urgence;
- des dispositions pour assurer un séjour d'une semaine dans une éolienne en pleine mer (nourriture, eau, chauffage, vêtements/couvertures);
- des équipements de sécurité en mer (tels que: gilets de sauvetage, radeau de sauvetage, lampe/balise lumineuses, pistolet d'alarme, fusées éclairantes).

Les procédures de maintenance doivent exiger des dispositions de sécurité pour les membres du personnel entrant dans tout lieu de travail confiné, tel que l'intérieur du moyeu ou d'une pale, ce qui permettra à toute situation dangereuse d'être connue du personnel de garde afin d'initier 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 appropriés et aux codes nationaux et internationaux.

14.3 Instructions concernant la mise en service

Le fabricant doit fournir des instructions concernant la mise en service.

14.3.1 Alimentation

Les instructions du fabricant doivent comporter une procédure destinée à l'alimentation initiale du système électrique de l'éolienne.

14.3.2 Essais de mise en service

Les instructions du fabricant doivent inclure les procédures pour les essais des éoliennes en pleine mer après l'installation, afin de confirmer un fonctionnement correct, sûr et opérationnel de l'ensemble des dispositifs, commandes et appareils. Celles-ci doivent comprendre, sans s'y limiter

- 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.

14.3.3 Enregistrements

Les instructions du fabricant doivent inclure les informations selon lesquelles des enregistrements corrects doivent être conservés, ces derniers décrivant les paramètres d'essai, de mise en service et de commande, ainsi que les résultats.

14.3.4 Activités postérieures à la mise en service

À la fin de l'installation et suite au fonctionnement pendant la période d'essai recommandée par le fabricant, les actions spécifiques pouvant être requises par le fabricant doivent être terminées.

Ces actions peuvent comprendre, sans s'y limiter, la précharge des fixations, le remplacement des fluides de lubrification, le contrôle d'autres composants pour un réglage et un fonctionnement corrects et un bon ajustement des paramètres de commande.

14.4 Manuel d'utilisation de l'opérateur

14.4.1 Généralités

Un manuel d'utilisation de l'opérateur doit être fourni par le fabricant de l'éolienne en pleine mer et complété par des informations sur des conditions locales particulières au moment de la mise en service, si appropriées. Le manuel doit être disponible pour le personnel d'exécution et de maintenance et doit être rédigé dans une langue pouvant être lue et comprise par l'opérateur. Le manuel doit comprendre, sans s'y limiter :

- 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;
- si cela est applicable, les exigences pour indiquer que:
 - des équipements de protection individuelle agréés, pour les yeux, les pieds, les oreilles et la tête, doivent être utilisés,
 - si approprié, l'ensemble du personnel escaladant les mâts ou travaillant au-dessus du niveau de la mer, doit être formé à ce travail et doit employer des harnais de sécurité agréés, des dispositifs d'aide à l'escalade ou d'autres dispositifs de sécurité.

14.4.2 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 que les points suivants y soient inclus:

- l'identification de l'éolienne;
- l'énergie produite;
- les heures de service;
- les heures d'arrêt;
- la date et l'heure de la défaillance constatée;
- la date et l'heure de la maintenance ou de la réparation;
- la nature de la défaillance ou de la maintenance;
- l'action entreprise;

- les pièces remplacées.

14.4.3 Instructions pour l'arrêt automatique non programmé

Le manuel doit exiger que, suite à tout arrêt automatique non programmé provoqué par une défaillance ou un dysfonctionnement, sauf spécification contraire dans le manuel d'utilisation ou les instructions, l'opérateur enquête sur la cause avant de redémarrer l'éolienne en pleine mer. Il convient d'enregistrer tous les arrêts automatiques non programmés.

Si l'éolienne est remise en marche après une période 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 complètement inspectés et leur intégrité technique évaluée. Les composants et les systèmes ayant été identifiés comme ne satisfaisant plus leurs exigences de conception, en raison des effets de la période 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.

14.4.4 Instructions pour la fiabilité réduite

Le manuel doit exiger qu'une action soit entreprise afin d'éliminer la cause fondamentale de toute indication ou tout avertissement d'anomalie ou de fiabilité réduite.

14.4.5 Plan de procédures de travail

Le manuel doit exiger que l'éolienne en pleine mer puisse être exploitée conformément à 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 manipulation des équipements;
- l'activité pendant les périodes de mauvais temps;
- les procédures de communication et les plans d'urgence;
- la procédure d'accès à l'éolienne.

14.4.6 Plan de procédures d'urgence

Les situations probables d'urgence doivent être identifiées dans le manuel d'utilisation et les actions requises 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 dommages structurels à ceux-ci, il convient que personne 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 pris en compte le fait que le risque de dommages structurels peut s'accroître du fait des situations suivantes:

- survitesse;
- conditions de givrage;
- orages foudroyants;
- tremblements de terre;
- haubans rompus ou détendus;

- défaillance des freins;
- balourd du rotor;
- fixations desserrées;
- défauts de lubrification;
- incendie, inondation;
- collision de bateaux;
- autres défaillances de composants.

14.5 Manuel de maintenance

Chaque éolienne en pleine mer doit disposer d'un manuel de maintenance comportant au moins 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 biosalissures, 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 réalisés 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 pleine mer et leur fonctionnement;
- le planning de lubrification, prescrivant la fréquence de lubrification et les types de lubrifiants ou autres fluides spéciaux à utiliser;
- la procédure de remise en service;
- les périodes et les procédures de contrôle de la maintenance;
- les procédures de contrôle fonctionnel des sous-systèmes de protection;
- le schéma complet du câblage et des interconnexions;
- les plannings de contrôle et de rétention des haubans et les plannings 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 en fonction des dommages de ce dernier, dus, par exemple, à un impact du navire de service;
- les procédures de diagnostic et le guide de dépannage;
- 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 biosalissures;
- la maintenance du dispositif de protection contre l'affouillement.

Annexe A (informative)

Principaux paramètres de conception d'une éolienne en pleine mer

A.1 Identifiants de l'éolienne en pleine mer

Concernant les éoliennes en pleine mer, il convient d'indiquer les informations suivantes dans la documentation de conception:

- nom et type de l'éolienne (description)
- coordonnées du lieu d'installation

A.1.1 Paramètres de l'ensemble rotor – nacelle (machine)

Il convient de donner les paramètres suivantes:

- puissance assignée [kW]
- diamètre du rotor [m]
- plage de vitesses de rotation [tours/min]
- régulation de puissance (décrochage/calage)
- hauteur du moyeu (au dessus du niveau moyen de la mer) [m]
- plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu, $V_{in} - V_{out}$ [m/s]
- durée de vie de conception [années]
- masse en exploitation (minimale, maximale) [kg]
- protection contre la corrosion de l'ensemble rotor – nacelle (description)

A.1.2 Paramètres de la structure de support

Il convient de donner les paramètres suivantes:

- description de la fondation, y compris de la protection contre l'affouillement (s'il y a lieu)
- profondeur d'eau pour la conception [m]
- bathymétrie au voisinage de l'éolienne
- conditions du sol au lieu d'installation de l'éolienne (description, voir 12.15)
- fréquences de résonance de la structure de support (minimale, maximale):
 - dans les conditions normales d'exploitation [Hz]
 - dans les conditions extrêmes d'exploitation [Hz]
- corrosions admissibles [mm]
- protection contre la corrosion (description)
- hauteur de la plate-forme d'accès (au dessus du niveau moyen de la mer) [m]

A.1.3 Conditions de vent (basées sur une période de référence 10 min et incluant les effets de sillage dans le parc éolien, si nécessaire)

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, mesuré, autre)
- modèle et paramètres de cisaillement du vent normal
- modèle et paramètres de turbulence
- vitesses de vent extrême à hauteur du moyeu V_{e1} et V_{e50} [m/s]
- modèle et paramètres de rafale extrême pour des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans
- modèle et paramètres de changement de direction extrême pour des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans
- 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.1.4 Conditions maritimes (basées sur une période de référence de 3 h, si approprié)

Il convient de donner les informations suivantes:

- variation de marée et/ou surcôte de tempête (période de récurrence de 50 ans) [m]
- niveau de plus haute marée (HAT) [m]
- niveau de plus basse marée (LAT) [m]
- niveau de repos de la mer le plus élevé (HSWL) [m]
- niveau de repos de la mer le plus bas (LSWL) [m]
- hauteur significative de vague pour des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans; [m]
- plage des périodes d'énergie maximale pour des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans [s]
- hauteur de vague extrême individuelle pour des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans [m]
- plage des périodes de vague associée pour des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans [s]
- hauteur de crête de vague extrême avec une période de récurrence de 50 ans [m]
- vitesse de courant marin de surface extrême pour des périodes de récurrence de 1 an et de 50 ans [m/s]
- distribution conjointe du vent et des vagues (H_s, T_p, V), incluant les directions
- spectre et paramètres des vagues
- modèle et paramètres de vague déterministe
- modèle et paramètres de vague déferlante
- conditions de glaces de mer (description, voir 12.7)
- affouillement local et global ou la somme des deux (maximum permis) [m]
- variation de la surface du fond marin (maximum permis) [m]
- profil et épaisseur des biosalissures [mm]

A.1.5 Conditions du réseau électrique sur le site de l'éolienne

Il convient de donner 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 de défaillances du réseau d'alimentation électrique [jours]
- nombre annuel de défaillances du réseau électrique [1/an]
- durée de vie totale des défaillances du réseau d'alimentation électrique [h]
- cycles de re-fermeture automatique (description)
- comportement lors de défaillances externes symétriques et asymétriques (description)

A.2 Autres conditions d'environnement

Il convient de donner les informations suivantes:

- plages de températures normales et extrêmes de l'air [°C]
- plages de températures normales et extrêmes de la mer [°C]
- densité 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 tremblement de terre (description)
- salinité [g/m³]
- durée et conditions d'environnement supposées pour le DLC 6.4
- durée et conditions d'environnement supposées pour le DLC 7.2
- durée et conditions d'environnement supposées pour le DLC 8.3

A.3 Conditions limites pour le transport, le levage et la maintenance

Il convient de donner les informations suivantes:

- vitesse maximale du vent [m/s]
- hauteur significative de vague maximale [m]
- variation maximale du niveau de la mer [m]
- température atmosphérique admissible [°C]
- vitesse maximale du vent pour la maintenance [m/s]
- déplacement du navire de transport [tonne métrique]

Annexe B (informative)

Expressions mathématiques du spectre des vagues

B.1 Généralités

Il est souvent utile de décrire un état de mer en terme de modèle aléatoire linéaire de vagues, en spécifiant un spectre de vagues. Pour les besoins de l'ingénierie en mer, des expressions mathématiques spectrales à deux paramètres sont généralement retenues, c'est-à-dire que les paramètres requis pour définir un spectre de vagues sont la hauteur significative de vague, H_s , et la période d'énergie maximale, T_p .

La forme spectrale à utiliser, la mieux adaptée, dépend de la zone géographique, de la sévérité de l'état de mer à modéliser et de l'application concernée. Cependant, les spectres les plus fréquemment utilisés pour les vagues de mer produites par le vent sont ceux de Pierson-Moskowitz (PM) pour une mer entièrement formée, et ceux de Jonswap pour une mer en formation. Des informations concernant les spectres de houle peuvent être trouvées dans l'ISO 19901-1.

Les meilleurs résultats sont obtenus si ces spectres sont utilisés avec les paramètres spécifiques au site, du fait que celui-ci prend en compte naturellement les limitations réelles dues au fetch et aux effets en eau peu profonde.

B.2 Le spectre de Pierson-Moskowitz

Le spectre de PM est applicable à une mer entièrement formée, c'est-à-dire lorsque la croissance des vagues n'est pas limitée par le fetch. Pour de nombreuses zones, ceci sera le cas la plupart du temps, et le spectre de PM est donc souvent utilisé pour l'analyse de fatigue. La densité spectrale de l'élévation de la surface est donnée par:

$$S_{PM}(f) = 0,3125 \cdot H_s^2 \cdot f_p^4 \cdot f^{-5} \cdot \exp\left(-1,25 \left(\frac{f_p}{f}\right)^4\right) \quad (B.1)$$

où

H_s est la hauteur significative de vague (m);

f_p est la fréquence d'énergie maximale ($= \frac{1}{T_p}$) (Hz);

f est la fréquence (Hz).

La Figure B.1 représente le spectre de PM pour un état de mer donné, avec H_s égale à 2,25 m et T_p égale à 7,13 s.