

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind turbines –
Part 27-1: Electrical simulation models – Wind turbines**

**Eoliennes –
Partie 27-1: Modèles de simulation électrique – Eoliennes**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-27-1:2015



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

More than 60 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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

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

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

Plus de 60 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind turbines –
Part 27-1: Electrical simulation models – Wind turbines**

**Eoliennes –
Partie 27-1: Modèles de simulation électrique – Eoliennes**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-2226-3

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

CONTENTS

FOREWORD.....	7
INTRODUCTION.....	9
1 Scope.....	12
2 Normative references	12
3 Terms, definitions, abbreviations and subscripts.....	12
3.1 Terms and definitions.....	12
3.2 Abbreviations and subscripts	17
3.2.1 Abbreviations.....	17
3.2.2 Subscripts	18
4 Symbols and units	19
4.1 General.....	19
4.2 Symbols (units).....	19
5 Specification of models.....	21
5.1 Overview.....	21
5.2 General specifications.....	21
5.3 Model interface	23
5.4 Parameters and initialisation.....	24
5.4.1 General	24
5.4.2 Parameter categories	24
5.4.3 Global parameters	24
5.4.4 Initialisation	24
5.5 Modular structure of models.....	25
5.5.1 Generic modular structure	25
5.5.2 Type 1	26
5.5.3 Type 2.....	28
5.5.4 Type 3.....	30
5.5.5 Type 4.....	33
5.6 Module library.....	37
5.6.1 Aerodynamic models	37
5.6.2 Mechanical models	38
5.6.3 Generator set models	39
5.6.4 Electrical equipment	44
5.6.5 Control models	44
5.6.6 Grid protection model	55
6 Specification of validation procedure	57
6.1 Overview.....	57
6.2 General specifications.....	58
6.3 Validation procedure	59
6.3.1 Voltage dips	59
6.3.2 Reference point changes	64
6.3.3 Grid protection.....	64
Annex A (informative) Validation test documentation.....	66
A.1 General.....	66
A.2 Simulation model and validation setup information	66
A.3 Template for validation test results	66

A.3.1	General	66
A.3.2	Voltage dips	67
A.3.3	Reference point changes	67
A.3.4	Grid protection.....	68
Annex B (normative)	Limits to possible model accuracy	69
B.1	General.....	69
B.2	Inevitable simulation errors	69
B.3	Measurement errors.....	69
Annex C (normative)	Digital 2 nd order critically damped low pass filter	71
Annex D (informative)	Simplified plant level model.....	72
D.1	General.....	72
D.2	Area of application.....	72
D.3	Voltage and reactive power controller model description	72
D.4	Frequency and active power controller model description.....	74
Annex E (informative)	Two-dimensional aerodynamic model.....	76
E.1	Objective	76
E.2	Model approach	76
E.3	Model parameter fits	77
E.4	Use cases	80
E.4.1	General	80
E.4.2	Stability study use cases.....	80
E.4.3	Validation use cases.....	80
E.5	Model initialisation at derated conditions.....	80
Annex F (informative)	Generic Software Interface for use of models in different software environments.....	81
F.1	Description of the approach	81
F.2	Description of the Software interface	82
F.2.1	Description of data structures	82
F.2.2	Functions for communication through the ESE-interface	83
F.2.3	Inputs, Outputs, Parameters	85
Annex G (normative)	Block symbol library.....	86
G.1	General.....	86
G.2	Time step delay	86
G.3	Stand-alone ramp rate limiter	86
G.4	First order filter with absolute limits, rate limits and freeze flag	87
G.5	Lookup table	88
G.6	Comparator.....	88
G.7	Timer	88
G.8	Anti windup integrator	89
G.9	Integrator with reset.....	90
G.10	First order filter with limitation detection.....	90
G.11	Delay flag	91
G.12	Raising edge detection	91
Bibliography.....		93
Figure 1 – Classification of power system stability according to IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions		9
Figure 2 – Example of step response.		15

Figure 3 – General interface between WT model, grid model and WP model.....	23
Figure 4 – General interface for initialisation of WT model, WP model and grid model.	25
Figure 5 – Generic modular structure of WT models.....	26
Figure 6 – Main electrical and mechanical components of type 1 WTs	26
Figure 7 – Modular structure for the type 1A WT model.....	27
Figure 8 – Modular structure for the type 1B WT model.....	28
Figure 9 – Main electrical and mechanical components of type 2 WTs	29
Figure 10 – Modular structure for the type 2 WT model	29
Figure 11 – Modular structure for the type 2 control model.....	30
Figure 12 – Main electrical and mechanical components of type 3 WTs	31
Figure 13 – Modular structure for the type 3 WT model	31
Figure 14 – Modular structure for the type 3 control models	32
Figure 15 – Main electrical and mechanical components of type 4 WTs	33
Figure 16 – Modular structure for the type 4A WT model.....	34
Figure 17 – Modular structure for the type 4A control model	34
Figure 18 – Modular structure for the type 4B WT model.....	35
Figure 19 – Modular structure for the type 4B control model	36
Figure 20 – Block diagram for constant aerodynamic torque model	37
Figure 21 – Block diagram for one-dimensional aerodynamic model	37
Figure 22 – Block diagram for two-dimensional aerodynamic model.....	38
Figure 23 – Block diagram for two mass model	39
Figure 24 – Block diagram for type 3A generator set model	40
Figure 25 – Block diagram for type 3B generator set model	42
Figure 26 – Block diagram for type 4 generator set model.....	43
Figure 27 – Block diagram for the reference frame rotation model.....	44
Figure 28 – Block diagram for pitch control power model	45
Figure 29 – Block diagram for pitch angle control model	46
Figure 30 – Block diagram for rotor resistance control model	47
Figure 31 – Block diagram for type 3 P control model	48
Figure 32 – Block diagram for type 3 torque PI	49
Figure 33 – Block diagram for type 4A P control model	49
Figure 34 – Block diagram for type 4B P control model	50
Figure 35 – Block diagram for Q control model.....	52
Figure 36 – Block diagram for current limiter.....	54
Figure 37 – Block diagram for constant Q limitation model.....	54
Figure 38 – Block diagram for QP and QU limitation model	55
Figure 39 – Block diagram for grid protection system	56
Figure 40 – Block diagram for u-f measurement.....	57
Figure 41 – Signal processing structure with "play-back" method applied.....	60
Figure 42 – Signal processing structure with "full grid simulation" method applied.	61
Figure 43 – Voltage dip windows.....	63
Figure D.1 – Block diagram for WP reactive power controllers	74
Figure D.2 – Block diagram for WP active power controller	75

Figure E.1 – Aerodynamic power as function of blade angle θ and wind speed v	77
Figure E.2 – Partial derivative of power with respect to rotor speed change $\partial p_{\text{aero}}/\partial \omega_{\text{WTR}}$ as function of blade angle θ and wind speed v	77
Figure E.3 – Partial derivative of power with respect to blade angle dp_{θ} as function of blade angle θ	78
Figure E.4 – Partial derivative of power with respect to rotor speed change dp_{ω} as function of wind speed v for 1 p.u. (solid line) and 0,5 p.u. (dashed line) active power	78
Figure E.5 – Approximation of aerodynamic power as function of wind speed	79
Figure E.6 – Approximation of the blade angle as function of wind speed	79
Figure F.1 – Sequence of Simulation on use of ESE-interface	85
Figure G.1 – Block symbol for single integration time step delay	86
Figure G.2 – Block symbol for stand-alone ramp rate limiter	86
Figure G.3 – Block diagram for implementation of the stand-alone ramp rate limiter	87
Figure G.4 – Block symbol for first order filter with absolute limits, rate limits and freeze flag	87
Figure G.5 – Block diagram for implementation of the first order filter with absolute limits, rate limits and freeze state	87
Figure G.6 – Block diagram for implementation of the freeze state without filter ($T = 0$)	88
Figure G.7 – Block symbol for lookup table	88
Figure G.8 – Block symbols for comparators	88
Figure G.9 – Block symbol for timer	89
Figure G.10 – Function of timer	89
Figure G.11 – Block symbol for anti windup integrator	89
Figure G.12 – Block diagram for implementation of anti windup integrator	90
Figure G.13 – Block symbol for integrator with reset	90
Figure G.14 – Block symbol for first order filter with limitation detection	90
Figure G.15 – Block diagram for implementation of first order filter with limitation detection	91
Figure G.16 – Block symbol for delay flag	91
Figure G.17 – Block diagram for implementation of delay flag	91
Figure G.18 – Block symbol raising edge detection	92
Figure G.19 – Block diagram for raising edge detection	92
Table 1 – Global WT model parameters	24
Table 2 – Initialisation variable used explicitly in model block diagrams	25
Table 3 – Modules used in type 1A model	27
Table 4 – Modules used in type 1B model	28
Table 5 – Modules used in type 2 model	30
Table 6 – Modules used in type 3 model	32
Table 7 – Modules used in type 4A model	35
Table 8 – Modules used in type 4B model	36
Table 9 – Parameter list for one-dimensional aerodynamic model	37
Table 10 – Parameter list for two-dimensional aerodynamic model	37
Table 11 – Parameter list for two-mass model	39
Table 12 – Parameter list for type 3A generator set model	40

Table 13 – Parameter list for type 3B generator set model	41
Table 14 – Parameter list for type 4 generator set model	43
Table 15 – Parameter list for reference frame rotation model	43
Table 16 – Parameter list for pitch control power model	44
Table 17 – Parameter list for pitch angle control model	45
Table 18 – Parameter list for rotor resistance control model	46
Table 19 – Parameter list for p control model type 3	47
Table 20 – Parameter list for p control model type 4A	49
Table 21 – Parameter list for p control model type 4B	50
Table 22 – General WT Q control modes M_{qG}	50
Table 23 – UVRT Q control modes M_{qUVRT}	51
Table 24 – Parameter list for q control model	51
Table 25 – Description of F_{UVRT} flag values	53
Table 26 – Parameter list for current limiter model	53
Table 27 – Parameter list for constant Q limitation model	54
Table 28 – Parameter list for QP and QU limitation model	55
Table 29 – Parameter list for grid protection model	56
Table 30 – Windows applied for error calculations	63
Table A.1 – Required information about simulation model and validation setup	66
Table A.2 – Additional information required if full grid method is applied	66
Table A.3 – Validation summary for voltage dips	67
Table A.4 – Validation summary for reference point changes	68
Table A.5 – Validation summary for grid protection	68
Table D.1 – Parameters used in the voltage and reactive power control model	73
Table D.2 – Parameters used in the frequency and active power control model	74
Table E.1 – Points characterising the relation between the wind speed v and the partial derivative dp_{ω}	78
Table E.2 – Parameter list for the aerodynamics of a specific WT type	79

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND TURBINES –

**Part 27-1: Electrical simulation models –
Wind turbines**

FOREWORD

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

International Standard IEC 61400-27-1 has been prepared IEC Technical Committee 88: Wind turbines.

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

Enquiry draft	Report on voting
88/510/FDIS	88/529/RVD

Full information on the voting for the approval of this technical specification 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 in the 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 stability 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.

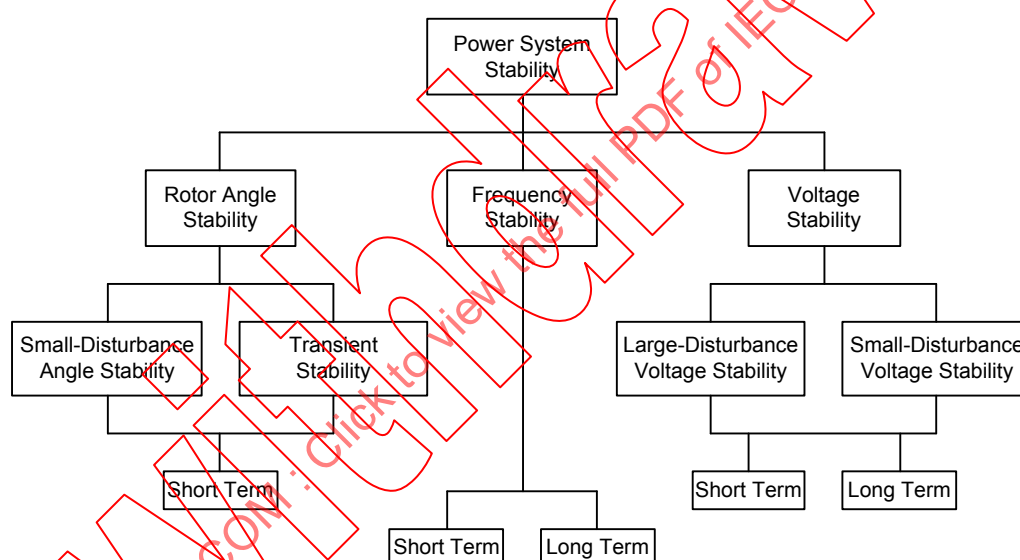
IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

The IEC 61400-27 series specifies standard dynamic electrical simulation models for wind power generation. IEC 61400-27-1 specifies wind turbine models and model validation procedure. IEC 61400-27-2 will specify wind power plant models and model validation procedure.

The increasing penetration of wind energy in power systems implies that Transmission System Operators (TSOs) and Distribution System Operators (DSOs) need to use dynamic models of wind power generation for power system stability studies. The models developed by the wind turbine manufacturers reproduce the behaviour of their machines with a high level of detail. Such level of detail is not suitable for stability studies of large power systems with a huge number of wind power plants, firstly because the high level of detail increases the complexity and thus computer time dramatically, and secondly because the use of detailed manufacturer specific models requires a substantial amount of input data to represent the individual wind turbine types.

The purpose of this standard is to specify generic dynamic models, which can be applied in power system stability studies. The IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions has classified power system stability in categories according to Figure 1.



© IEEE 2004
IEC

Figure 1 – Classification of power system stability according to IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions

Referring to these categories, the models are developed to represent wind power generation in studies of large-disturbance short term voltage stability phenomena, but they will also be applicable to study other dynamic short term phenomena such as rotor angle stability, frequency stability and small-disturbance voltage stability. Thus, the models are applicable for dynamic simulations of power system events such as short-circuits (low voltage ride through), loss of generation or loads, and system separation of one synchronous area into more synchronous areas as specified in the scope.

The models have to be complete enough to represent the dynamic behaviour at the wind turbine terminals, but must also be suitable for large-scale grid studies. Therefore simplified wind turbine models are specified to perform the typical response of known wind turbine technologies.

The wind turbine models specified in this standard are for fundamental frequency positive sequence response¹. The models have the following limitations:

- The models are not intended for long term stability analysis.
- The models are not intended for investigation of sub-synchronous interaction phenomena.
- The models are not intended for investigation of the fluctuations originating from wind speed variability in time and space. This implies that the models do not include phenomena such as turbulence, tower shadow, wind shear and wakes.
- The models do not cover phenomena such as harmonics, flicker or any other EMC emissions included in the IEC 61000 series.
- The models have not been developed explicitly with eigenvalue calculation (for small signal stability) in mind².
- The models specified here apply only to wind turbines, and therefore do not include wind power plant level controls and additional equipment such as SVCs, STATCOMs and other devices which will be covered by IEC 61400-27-2. The wind turbine models interface to the wind power plant controller models in IEC 61400-27-2.
- This standard does not address the specifics of short-circuit calculations.
- The models are not applicable to studies of extremely weak systems including situations where wind turbines are islanded without other synchronous generation.
- The models are limited by the technical specifications in 5.2.

The validation procedure specified in this standard is intended to be applied to standard models and other fundamental frequency wind turbine models. The validation procedure has the following limitations:

- The validation procedure does not specify any requirements to model accuracy. It only specifies measures to quantify the accuracy of the model³.
- The validation procedure does not specify test and measurement procedures, as it is based on tests specified in IEC 61400-21.
- The simulation model validation is not intended to justify compliance to any grid code requirement, power quality requirements or national legislation.
- The test and measurement procedures introduce errors which limit the possible accuracy as specified in the validation procedure.
- The validation procedure does not include steady state validation, but focuses on validation of the dynamic performance of the model.

The following stakeholders are potential users of the models specified in this standard:

- TSOs and DSOs are end users of the models, performing power system stability studies as part of the planning as well as the operation of the power systems.
- Wind plant owners are typically responsible to provide the wind power plant models to TSO and/or DSO prior to plant commissioning.
- wind turbine manufacturers will typically provide the wind turbine models to the owner.

¹ This standard is dealing with balanced as well as unbalanced faults, but for unbalanced faults, only the positive sequence components are specified.

² These wind generation systems are highly non-linear and simplifications have been made in the development of the proposed models. Thus, linearisation for eigenvalue analysis is not trivial nor necessarily appropriate based on these simplified models.

³ Clause 6 specifies a large number of measures for model accuracy. The importance of the individual measure depends on the type of grid and type of stability study. Annex B describes limits to the possible accuracy of the models.

- Developers of modern software for power system simulation tools will use the standard to implement standard wind power models as part of the software library.
- Certification bodies in case of independent wind turbine model validation.
- Education and research communities, who can also benefit from the generic models, as the manufacturer specific models are typically confidential.

Withdrawing
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-27-1:2015

WIND TURBINES –

Part 27-1: Electrical simulation models – Wind turbines

1 Scope

IEC 61400-27 defines standard electrical simulation models for wind turbines and wind power plants. The specified models are time domain positive sequence simulation models, intended to be used in power system and grid stability analyses. The models are applicable for dynamic simulations of short term stability in power systems. IEC 61400-27 includes procedures for validation of the specified electrical simulation models. The validation procedure for IEC 61400-27 is based on tests specified in IEC 61400-21.

IEC 61400-27 consists of two parts with the following scope:

- IEC 61400-27-1 specifies dynamic simulation models for generic wind turbine topologies/ concepts / configurations on the market. IEC 61400-27-1 defines the generic terms and parameters with the purpose of specifying the electrical characteristics of a wind turbine at the connection terminals. The models are described in a modular way which can be applied for future wind turbine concepts. The dynamic simulation models refer to the wind turbine terminals. The validation procedure specified in IEC 61400-27-1 focuses on the IEC 61400-21 tests for response to voltage dips, reference point changes and grid protection.
- IEC 61400-27-2 specifies dynamic simulation models for the generic wind power plant topologies / configurations on the market including wind power plant control and auxiliary equipment. In addition IEC 61400-27-2 specifies a method to create models for future wind power plant configurations. The wind power plant models are based on the wind turbine models specified in IEC 61400-27-1.

The electrical simulation models specified in IEC 61400-27 are independent of any software simulation tool.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60050, *International electrotechnical vocabulary*

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

3 Terms, definitions, abbreviations and subscripts

3.1 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60050-415, as well as the following apply:

3.1.1**available aerodynamic power**

maximum possible power taking into account wind speed, power rating, rotor speed limits and pitch angle constraints.

3.1.2**generic model**

model that can be adapted to simulate different wind turbines or wind power plants by changing the model parameters

3.1.3**integration time step**

simulation time interval between two consecutive numerical solutions of the model's differential equations

3.1.4**negative (sequence) component** (of a three-phase system)

one of the three symmetrical sequence components which exists only in an unsymmetrical three-phase system of sinusoidal quantities and which is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_2 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L2} + \underline{a} \underline{X}_{L3})$$

where $\underline{a}$ is the 120 degree operator, and $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the phase quantities concerned, and where $\underline{X}$ denotes the system current or voltage phasors

Note 1 to entry: Negative sequence voltage or current components may be significant only when the voltages or currents, respectively, are unbalanced. For example, if phase voltage phasors are symmetrical $\underline{U}_{L1} = Ue^{j\theta}$, $\underline{U}_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ and $\underline{U}_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ then $\underline{U}_2 = (Ue^{j\theta} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3})/3 = 0$.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-28, modified (addition of Note 1 to entry)]

3.1.5**nominal active power**

nominal value of wind turbine active power, which must be stated by the manufacturer and is used as per-unit base for all powers (active, reactive, appearance)

3.1.6**nominal current**

nominal value I_n of wind turbine current, which must be calculated from nominal active power

$$P_n \text{ and nominal voltage } U_n \text{ according to } I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n}$$

3.1.7**nominal frequency**

nominal value of wind turbine frequency, which must be stated by the manufacturer

3.1.8**nominal voltage**

nominal value of wind turbine voltage, which must be stated by the manufacturer

3.1.9 phasor complex rms value

for a sinusoidal quantity $a(t) = \hat{A} \cos(\omega t + \nu_0)$, complex value $\underline{A} = A e^{j\nu_0}$ with $A = \frac{\hat{A}}{\sqrt{2}}$, where j is the imaginary unit, $\hat{A}$ is complex amplitude, ω is angular frequency, and ν_0 is initial phase

[SOURCE: IEC 60050-103:2009 103-07-14]

3.1.10 point of connection

reference point on the electric power system where the user's electrical facility is connected

[SOURCE: IEC 60050-617:2009, 617-04-01]

3.1.11

positive (sequence) component (of a three-phase system)

one of the three symmetrical sequence components which exists only in symmetrical and unsymmetrical three-phase system of sinusoidal quantities and which is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{a} \underline{X}_{L2} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L3})$$

where $\underline{a}$ is the 120 degree operator, and $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the phase quantities concerned, and where $\underline{X}$ denotes the system current or voltage phasors

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-27]

3.1.12

power system stability

capability of a power system to regain a steady state, characterized by the synchronous operation of the generators after a disturbance due, for example, to variation of power or impedance

Note 1 to entry: IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions: Power system stability is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact.

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-03-01]

3.1.13

quasi steady state of a system

short-term steady state, for instance during a voltage dip which is long enough to include a period where the system state variables can be considered sensibly constant.

3.1.14

reaction time

elapsed time from the issue of a step change command until the observed value reaches 10 % of the step change

Note 1 to entry: Reaction time is illustrated in Figure 2.

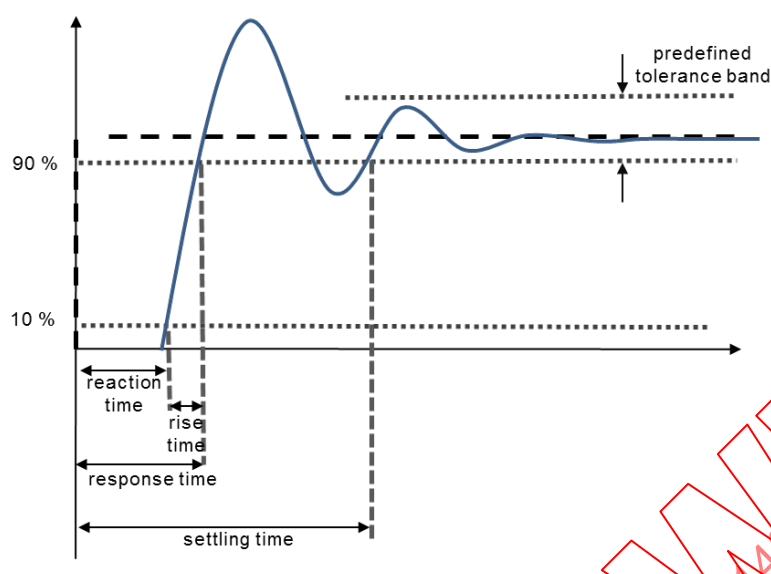


Figure 2 – Example of step response.

3.1.15 response time

elapsed time from the issue of a step change command until the observed value first time enters the predefined tolerance band of the target value

Note 1 to entry: Response time is illustrated in Figure 2.

3.1.16 settling time

elapsed time from the issue of a step change command until the observed value continuously stays within the predefined tolerance band of the target value

Note 1 to entry: Settling time is illustrated in Figure 2.

3.1.17 short-circuit power

product of the current in the short-circuit at a point of a system and a nominal voltage, generally the operating voltage

Note 1 to entry: Using physical units for line current (A) and nominal voltage (V), the product should also include the factor $\sqrt{3}$.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-14]

3.1.18 short-circuit ratio

ratio of the short-circuit power at the point of connection to the nominal active power of the wind power plant or wind turbine

3.1.19 steady state of a system

operating conditions of a network in which the system state variables are considered to be sensibly constant

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-02-06]

3.1.20

system state variables

variable quantities associated with the electrical state of a system

Examples: Voltages, currents, powers, electric charges, magnetic fluxes.

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-02-02]

3.1.21

transient time period

time periods with measured electromagnetic transients which are not included in fundamental frequency models

3.1.22

unbalance factor

in a three-phase system, the degree of unbalance expressed by the ratio (in per cent) between the r.m.s. values of the negative sequence (or the zero sequence) component and the positive sequence component of voltage or current

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-01-30]

3.1.23

under voltage ride through UVRT

ability of a wind turbine or wind power plant to stay connected during voltage dips

3.1.24

voltage dip

sudden reduction of the voltage at a point in the system, followed by voltage recovery after a short period of time, from a few cycles to a few seconds

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-01-25]

3.1.25

wind power plant

power station comprising one or more wind turbines, auxiliary equipment and plant control

3.1.26

wind turbine

rotating machinery in which the kinetic wind energy is transformed into another form of energy

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 1987, 415-01-01]

3.1.27

wind turbine terminals

a point being a part of the wind turbine and identified by the wind turbine supplier at which the wind turbine is connected to the power collection system

Note 1 to entry: Same definition as in IEC 61400-21 defining the measurement point of the tests.

3.1.28

zero (sequence) component (of a three-phase system)

one of the three symmetrical sequence components which exists only in an unsymmetrical three-phase system of sinusoidal quantities and which is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3})$$

where $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the phase quantities concerned, and where $\underline{X}$ denotes the system current or voltage phasors

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-29]

3.2 Abbreviations and subscripts

3.2.1 Abbreviations

The following abbreviations are used in this standard:

AG	asynchronous generator
C	DC link capacitor
CB	circuit breaker
CH	chopper
CIGRE	the International Council on Large Electric Systems
CRB	crowbar
DCL	DC link
DFAG	doubly fed asynchronous generator ⁴
GB	gearbox
GSC	generator side converter
IEEE	the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
LSC	line (grid) side converter
MSC	mechanically switched capacitor bank, which is not switched dynamically during voltage dips
NERC	the North American Electric Reliability Corporation
ROCOF	rate of change of frequency
SCADA	supervisory control and data acquisition
SG	synchronous generator
STATCOM	static synchronous compensator based on a power electronics voltage-source converter
SVC	static var compensator
TR	transformer
TSC	thyristor switched capacitor bank, which is switched dynamically during voltage dips
UVRT	under voltage ride through

⁴ Often referred to as a doubly-fed induction generator (DFIG), but it is not operated as an induction generator when the rotor current is controlled.

VRRAG	asynchronous generator with variable rotor resistance
WP	wind power plant
WT	wind turbine
WTR	WT rotor
WTT	WT terminals

3.2.2 Subscripts

ag	air gap
base	per-unit base value
cmd	current command to generator system
drt	drive train
DTD	active drive train damping
E	error between simulation and measurement
err	controller input error
gen	generator
init	initial value
filt	filtered
MAE	mean absolute error between simulation and measurement
max	maximum
ME	mean error between simulation and measurement
mea	measured
min	minimum
MXE	maximum error between simulation and measurement
n	nominal
ord	active or reactive power order from WT controller
p	active component
q	reactive component
u	voltage
WTref	WT reference value
sim	simulated
UVRT	under voltage ride through
WT	variable at WTT
WTR	WT rotor

4 Symbols and units

4.1 General

In this standard, voltage and current values are positive sequence fundamentals unless otherwise stated.

The following symbols are used in this standard in addition to the parameters defined in the module library 5.6. For variables with physical units, the units are given in brackets. For per-unit variables, the per-unit bases are given in the brackets.

4.2 Symbols (units)

Θ	pitch angle (deg)
τ_{init}	initial value of torque (T_{base})
T_{base}	torque p.u. base value $T_{\text{base}} = \frac{P_n}{\Omega_{\text{base}}} \text{ (Nm)}$
ω_{gen}	generator rotational speed (Ω_{base})
ω_{ref}	reference rotational speed (Ω_{base})
ω_{WTR}	WTR rotational speed (Ω_{base})
Ω_{base}	rotational speed p.u. base $\Omega_{\text{base}} = \left\{ \begin{array}{l} \Omega_n \text{ referring to gen} \\ \frac{\Omega_n}{n_{\text{gear}}} \text{ referring to WTR} \end{array} \right\} \text{ (rad/s)}$
Ω_n	nominal generator rotational speed (rad/s)
f_n	nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz)
F_{OCB}	open-circuit-breaker flag (0,1)
F_{UVRT}	under voltage ride through flag (0,1,2)
f_{sys}	global power system grid frequency (f_n)
f_{WT}	WTT grid frequency (f_n)
I_n	nominal current at WTT (A)
$\dot{i}_{\text{gen}}$	generator current phasor in power system coordinates (I_n)
$\dot{i}_{\text{WT}}$	WTT current phasor in power system coordinates (I_n)
i_{WTmea}	measured and signal processed WTT current (I_n)
i_{WTraw}	raw WTT current measured according to IEC 61400-21 (I_n)
i_{WTsim}	simulated and signal processed WTT current (I_n)
i_{pcmd}	active current command to generator system (generation sign convention) (I_n)
i_{pmax}	maximum active current (generation sign convention) (I_n)
i_{qcmd}	reactive current command to generator system (capacitive sign convention) (I_n)
i_{qmax}	maximum reactive current (capacitive sign convention) (I_n)

i_{qmin}	minimum reactive current (capacitive sign convention) (I_n)
n_{gear}	mechanical gear ratio between WTR and generator
p_{ag}	generator (air gap) power (P_n)
p_{aero}	aerodynamic power (P_n)
p_{ord}	power order from WT controller (P_n)
P_n	nominal active power of WT (W)
p_{WT}	WTT active power (generation sign convention) (P_n)
p_{WTref}	WTT active power reference (P_n)
q_{WT}	WTT reactive power (capacitive sign convention) (P_n)
q_{WTmax}	maximum WTT reactive power (capacitive sign convention) (P_n)
q_{WTmin}	minimum WTT reactive power (capacitive sign convention) (P_n)
r_{rot}	VRRAG rotor resistance (Z_{base})
T_{com}	common sample time used to compare measured and simulated values (s)
T_{mea}	sample rate of raw measured data (s)
T_s	integration time step (s)
$\underline{u}_{gen}$	generator voltage phasor in power system coordinates (I_n)
U_n	nominal phase-to-phase voltage at WTT (V)
u_{WT}	WTT voltage (U_n)
$\underline{u}_{WT}$	WTT voltage phasor in power system coordinates (U_n)
u_{WTmea}	measured and signal processed WTT voltage (U_n)
u_{WTraw}	raw WTT voltage measured according to IEC 61400-21 (U_n)
u_{WTsim}	simulated and signal processed WTT voltage (U_n)
W_{fault}	time window defining the fault period (s)
$W_{faultQS}$	quasi steady state part of W_{fault} (s)
W_{post}	time window defining the post-fault period (s)
W_{postQS}	quasi steady state part of W_{post} (s)
W_{pre}	time window defining the pre-fault period (s)
$x_E(n)$	simulation error time series provided by signal processing
x_{MAE}	mean absolute error in time window
x_{ME}	mean error in time window
$x_{mea}(n)$	measured time series provided by signal processing
x_{MXE}	maximum error in time window
$x_{sim}(n)$	simulated time series provided by signal processing

x_{WTref} WTT reactive power reference (capacitive sign convention) or delta voltage reference, depending on WT control mode (P_n or U_n)

Z_{base} impedance base value $Z_{base} = \frac{U_n^2}{P_n} (\Omega)$

5 Specification of models

5.1 Overview

The objective of Clause 5 is to specify a set of generic simulation models covering the existing WT types, and a structure to develop models for future WT types.

WTs are generally divided into 4 types, which are currently significant in power systems (Hansen 2004, NERC 2010). Using the NERC nomenclature (type 1 to 4), the 4 types have the following characteristics:

- Type 1: WT with directly grid connected asynchronous generator with fixed rotor resistance (typically squirrel cage).
- Type 2: WT with directly grid connected asynchronous generator with variable rotor resistance.
- Type 3: WT with doubly-fed asynchronous generators (directly connected stator and rotor connected through power converter).
- Type 4: WT connected to the grid through a full size power converter.

The model specification is organised in the following subclauses:

- 5.2 gives the general specifications.
- 5.3 specifies the interface between the WT model, WP model and the grid model.
- 5.4 specifies categories of WT model parameters and how these categories are affecting the model initialisation.
- 5.5 specifies the generic modular structure of WT models modular structure for type 1 to 4 models respectively and for the corresponding control models.
- 5.6 specifies the detailed models for the individual modules used in 5.5.

5.2 General specifications

This subclause describes the general specifications for the WT models. The specifications are not performance requirements of the WTs, but requirements to model structure.

These models have been developed with the following specifications in mind:

- The models span at least the existing four categories of currently developed WT technologies: conventional asynchronous generators, variable rotor resistance asynchronous generators, doubly-fed asynchronous generators and full-converter interface WTs.
- The models are modular in nature to allow for the potential of augmentation in case of future technologies being developed, or future supplemental controls features.
- The models are to be used primarily for power system stability studies and thus should represent all positive sequence dynamics affected and relevant during
 - balanced short-circuits on the transmission grid (external to the wind power plant, including voltage recovery),

- grid frequency disturbances⁵,
 - electromechanical modes of synchronous generator rotor oscillations (typically in the 0,2 Hz to 4 Hz range), and
 - reference value changes.
- The models are for fundamental frequency positive sequence response⁶.
 - The models should be valid for typical power system frequency deviations (recommended ± 6 % from system nominal frequency).
 - The models should be able to handle numerically the simulation of phase jumps.
 - The models should be valid for steady state voltage deviations within the range from 0,85 p.u. to 1,15 p.u.
 - The models should be valid for dynamic voltage phenomena (e.g. faults) where the voltage can dip temporarily close to zero⁷.
 - The typical dynamic simulation time frame of interest is from 10 seconds to 30 seconds. Wind speed is assumed to be constant during such a time frame.
 - The models should work with integration time steps up to $\frac{1}{4}$ cycle⁸. As a consequence, the bandwidth of the models cannot be greater than 15 Hz⁹.
 - The models should initialize to a steady state from power flow solutions at full or partial nominal power.
 - External conditions like wind speed should be taken into account implicitly through the available aerodynamic power.
 - Over/under frequency and over/under voltage protection should be modelled where it exists in the control in order to allow a realistic representation of WT disconnection following grid disturbances. This may be separate modules that connect to the main WT model¹⁰.
 - The turbine-generator inertia and first drive train torsional mode should be taken into account where it can have significant influence on the power swings¹¹.
 - The models should be numerically sound so that they can be applied in both high and low short-circuit systems. The equipment suppliers shall establish the minimum short-circuit ratio and/or system conditions for which the model is applicable for their specific equipment. Dynamics of phase-locked loops are not included in the models¹².

⁵ Frequency control is not included in the WT models in IEC 61400-27-1. Primary frequency control is included in the plant level models specified in the informative Annex D, and will be included in the plant level models specified in IEC 61400-27-2.

⁶ In general, positive sequence simulations are sufficient for bulk power system stability studies. Correct representation of the negative sequence and zero sequence components is cumbersome.

⁷ The models are not validated for dynamic overvoltage events. For very low voltages, the validity is also limited in the case of instability of the converter control (Göksu 2014)

⁸ The models can run stably with $\frac{1}{2}$ cycle integration time steps, but some time constants may need to be modified to become minimum two times the integration time step. Such parameter modification will affect the model accuracy.

⁹ It is generally accepted that the minimum time constant which can be included in a dynamic model is two times the integration time step. Thus, requiring $\frac{1}{4}$ cycle integration time steps, the models should work with integration time steps 0,005 s in the worst (50 Hz) case. The minimum time constant then becomes 0,01 s. For a first order lag with time constant 0,01 s, the 3 dB bandwidth is 10 rad/s = 15,9 Hz, which is rounded down to 15 Hz.

¹⁰ The specified fundamental frequency models do not reflect any grid protection faster than 1 cycle.

¹¹ This is only possible if the eigenfrequency of the first drive train torsional mode is within the bandwidth of the model. However, this is the case for practically all WTs.

¹² Generally, dynamics associated with the PLL are one order of magnitude faster than those of the turbine power controller. The impact of PLL is therefore marginal from a bulk power system studies standpoint.

- The models should be clearly specified with block diagrams, explanation of non-linear components and equations in the models, and discussion of any unique initialization issues to allow for any software vendor to implement the models. The standard will not describe the algorithms that are applied in the specific time series simulation tools, but only the linear, non-linear and differential relations that are modelled.
- The generic models will include generic models for protection and control systems, which will inevitably deviate from specific manufacturer systems. The models should easily be parameterised to represent any manufacturer specific systems, which will be done by definition of distinct blocks for protection and control. This structure will make it possible to replace the generic control and protection system blocks with manufacturer specific blocks.
- The model should include the reactive power capability of the WT.

5.3 Model interface

The purpose of this subclause is to specify the interface of the WT models. The WT model interfaces to the grid model in the power system simulation tool and to the WP model specified in IEC 61400-27-2.

The general dynamic simulation interface between WT model, grid model and WP model is illustrated in Figure 3.

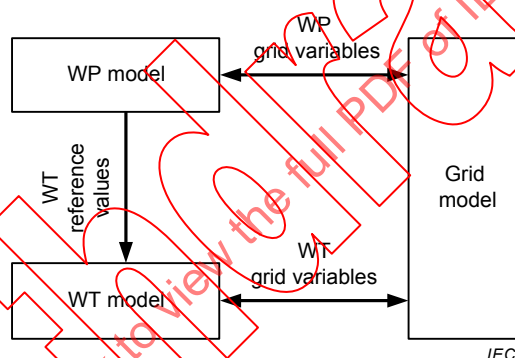


Figure 3 – General interface between WT model, grid model and WP model

The model can either be excited by an event in the grid model such as a short-circuit, or by a change in a WT reference value from the WP controller.

The WT model takes the grid voltages as input from the grid model and gives the grid currents as output. These inputs and outputs refer to WTT.

WTs can receive online reference values, typically via the wind power plant SCADA system from a wind power plant controller or from a remote control. The available set of reference values is different, depending on the WT type, the WT manufacturer and operation mode. The following reference values are considered in the generic WT models:

- Active power reference value.
- Reactive power reference value.
- Voltage reference value.

Note that the WT models can also simulate power factor control mode, but in that case, it is assumed that the power factor reference value of the WT is constant throughout the simulation.

5.4 Parameters and initialisation

5.4.1 General

In order to use one of the generic models specified in 5.5, the WT manufacturer shall supply the WT model parameters for each of the used modules identified in the table for the selected model type. The global WT model parameters are identified and described in 5.4.3, but the majority of the WT model parameters are identified and described in the tables of parameters in the module library 5.6. These WT model parameters are categorized according to 5.4.2.

Some of the modules described in 5.6 also use initialisation variables, which are set by the model initialisation, typically depending on the load flow case. 5.4.4 provides an overview of the initialisation.

5.4.2 Parameter categories

Each WT model parameter is categorised as type dependent, project dependent, or case dependent. The category of each WT model parameter is identified in the tables of parameters in the module library 5.6.

The three parameter categories are defined as follows:

- Type dependent parameters are characteristic to the specific WT type. This is typically the case for mechanical and electrical parameters.
- Project dependent parameters may be different for a specific WT type, depending on the specific project. This is typically the case for control parameters set according to specific grid code requirements.
- Case dependent parameters may vary depending on the specific steady state prior to the disturbance, e.g. depending on if the actual and / or possible power is nominal or partial. It is the responsibility of the WT manufacturer to specify clearly how case dependent parameters depend on the specific simulation case.

The WT manufacturer may upgrade the category of specific parameters specified in the tables in 5.6 whenever this is valid to the specific WT type. It is the intention to reduce the number of case dependent parameters to a minimum, but also be clear in stating the limited application range for a specific set of parameters.

5.4.3 Global parameters

The global WT model parameters are listed in Table 1. Those parameters are used in the module library 5.6 and the block symbol library Annex G in addition to the module specific parameters listed in each of the individual models in 5.6.

Table 1 – Global WT model parameters

Symbol	Base unit	Description
f_n	Hz	Nominal frequency
T_s	s	Integration time step

5.4.4 Initialisation

The initialisation of the WT model must be done in consistency with the initialisation of the grid model and the wind power plant model specified in IEC-61400-27-2. The interface of the initialisation of grid model, wind power plant model and WT model is illustrated in Figure 4.

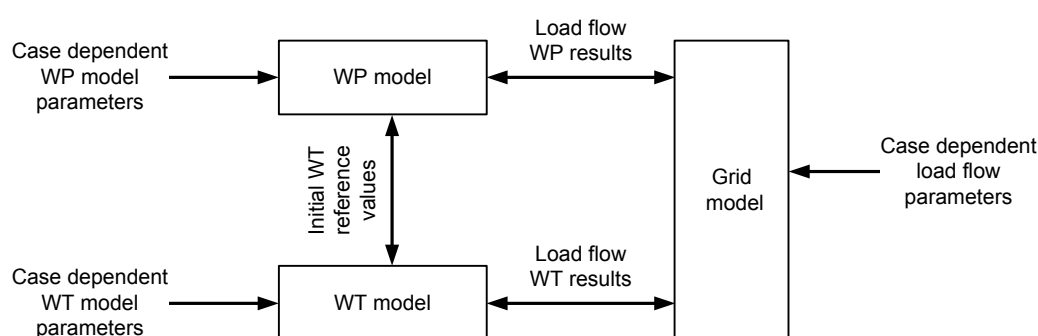


Figure 4 – General interface for initialisation of WT model, WP model and grid model.

Prior to the model initialisation, the case dependent parameters must be updated. This applies to load flow parameters in the grid model and to case specific WT and WP parameters.

The grid model is initialised by a load flow, which must be set to agree with the control modes in the wind power plant model and the WT model. The load flow will affect the initialisation of the wind power plant model and WT model, because the load flow determines all initial voltages and currents. Also, depending on the initial reference values, the initialisation of the wind power plant model may influence the initialisation of the WT model.

Table 2 lists the initialisation variables which are explicitly used in the models

Table 2 – Initialisation variable used explicitly in model block diagrams

Symbol	Base unit	Description
p_{init}	P_n	Initial power
τ_{init}	T_{base}	Initial steady state drive train torque
$\tan(\varphi_{init})$	-	Power scaling factor used in power factor control

5.5 Modular structure of models

5.5.1 Generic modular structure

This standard uses the generic modular structure of the WT model shown in Figure 5. The structure is consistent with the interface of the WT model defined in Figure 3. The horizontal sequence of blocks in the middle reflects the conversion of aerodynamic power to electrical power at the WTTs, while protection and control is shown above and below respectively.

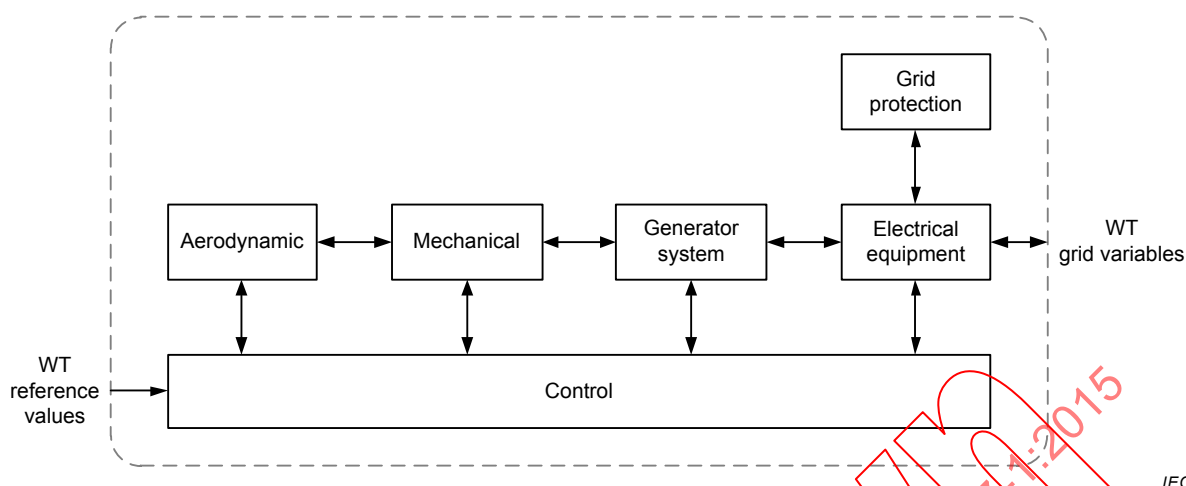


Figure 5 – Generic modular structure of WT models

5.5.2 Type 1

5.5.2.1 Definition of type 1

The type 1 WT uses asynchronous generators directly connected to the grid, i.e. without power converter. Most Type 1 WTs have a soft-starter, but this is only active during start-up.

Figure 6 shows the main electrical and mechanical components which are included in the type 1 WT models. The WT rotor (WTR) is connected to the asynchronous generator (AG) via a gearbox (GB). The capacitor bank provides reactive power compensation. Most type 1 WTs are equipped with mechanically switched capacitor banks (MSC), which are considered fixed for short term simulations. Type 1 WTs with fault-ride-through capabilities typically use thyristor switched capacitor bank (TSC) which is dynamically controlled during and after faults. The main circuit breaker (CB) disconnects generator and capacitors simultaneously. WTT can be on either side of the transformer (TR) as stated in IEC 61400-21.

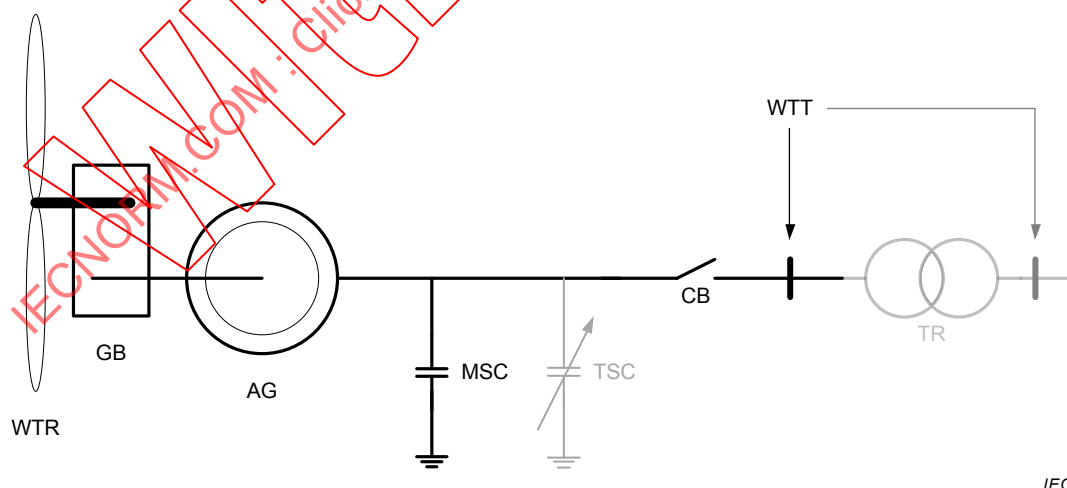


Figure 6 – Main electrical and mechanical components of type 1 WTs

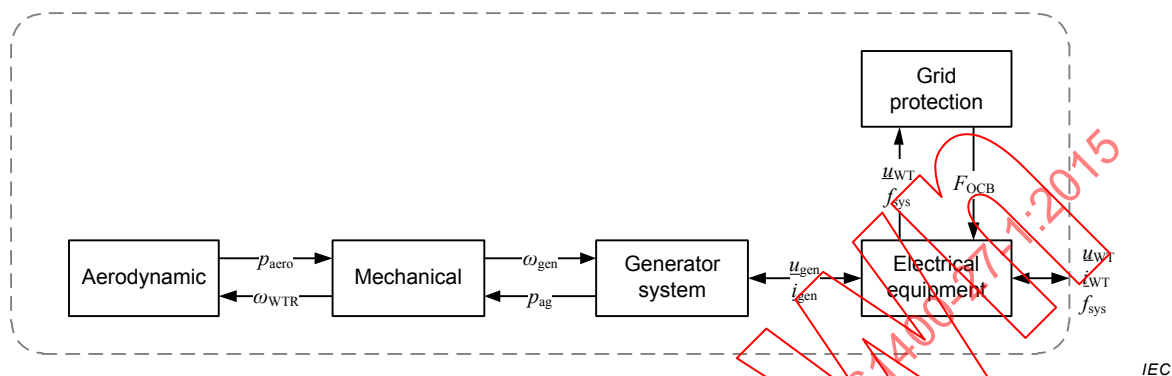
Type 1 WTs may have fixed blade pitch angles or pitch systems allowing the blades to be turned away from stall (positive pitch angle) or into stall (negative pitch angle, also denoted active power control or Combi Stall control). The blade angle control is in some type 1 WTs used in active UVRT control.

Therefore, two type 1 models are specified in 6.5.5.2 and 6.5.5.3:

- Type 1A: WTs with fixed pitch angle
- Type 1B: WTs with UVRT pitch angle control

5.5.2.2 Model specification of type 1A

Figure 7 shows the modular structure for the type 1A WT model. This model assumes that the pitch angle is fixed.



NOTE The aerodynamic block is included in the figure, but it only represents a simplistic constant aerodynamics torque model.

Figure 7 – Modular structure for the type 1A WT model

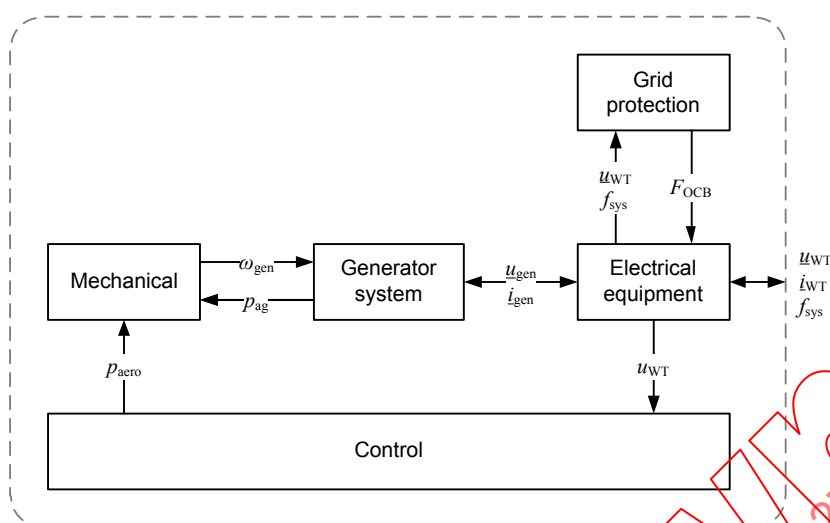
The details for each block are given in the Modules referred to in Table 3.

Table 3 – Modules used in type 1A model

Block	Module clause	Module name
Aerodynamic	5.6.1.1	"Constant aerodynamic torque model"
Mechanical	5.6.2.1	"Two mass model"
Generator system	5.6.3.1	"Asynchronous generator model"
Electrical equipment	5.6.4.1	"Shunt capacitor model"
	5.6.4.2	"Circuit breaker model"
	(5.6.4.3)	("Transformer model")
Grid protection	5.6.6	"Grid protection model"

5.5.2.3 Model specification of type 1B

Figure 8 shows the modular structure for the type 1B WT model. This model includes UVRT pitch angle control.



NOTE The aerodynamic block is not included in the figure because the aerodynamic effects are embedded in the control model.

Figure 8 – Modular structure for the type 1B WT model

The details for each block are given in the Modules referred to in Table 4.

Table 4 – Modules used in type 1B model

Block	Module clause	Module name
Aerodynamic	5.6.1.1	"Constant aerodynamic torque model"
Mechanical	5.6.2.1	"Two mass model"
Generator system	5.6.3.1	"Asynchronous generator model"
Electrical equipment	5.6.4.1	"Shunt capacitor model"
	5.6.4.2	"Circuit breaker model"
	(5.6.4.3)	("Transformer model")
Control	5.6.5.1	"Pitch control power model" "
Grid protection	5.6.6	"Grid protection model"

5.5.3 Type 2

5.5.3.1 Definition of type 2

Figure 9 shows the main electrical and mechanical components which are considered in the type 2 WT model. A type 2 WT is similar to a type 1 WT in many aspects, but the type 2 turbine is equipped with a variable rotor resistance (VRR) and therefore uses a variable rotor resistance asynchronous generator (VRRAG). Type 2 WTs are also normally equipped with blade angle control.

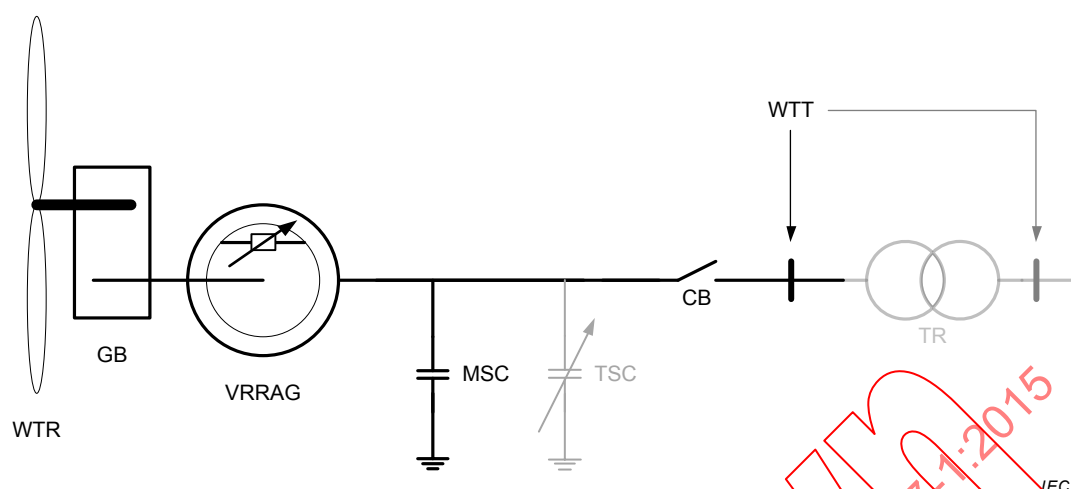
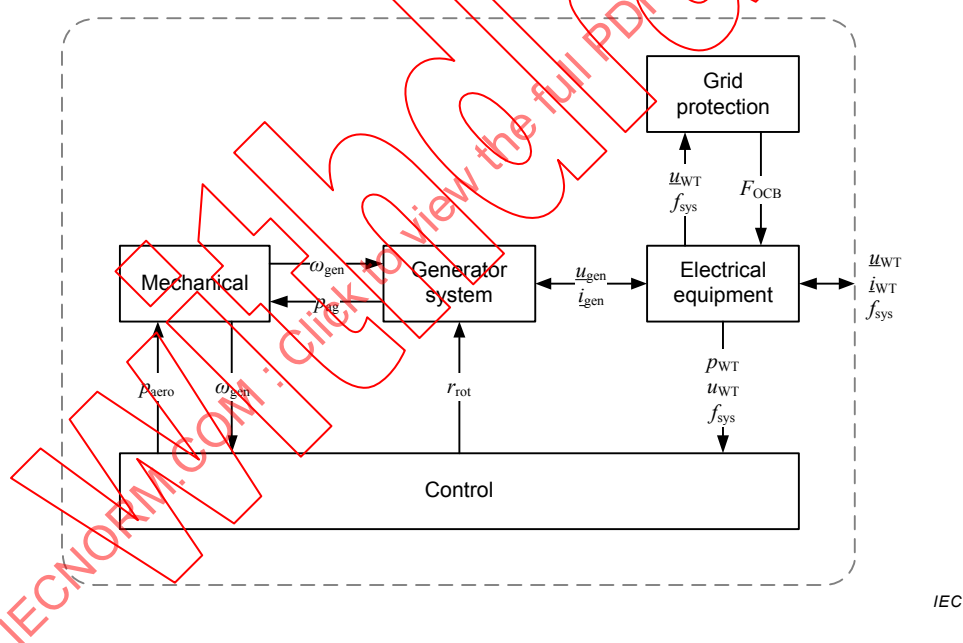


Figure 9 – Main electrical and mechanical components of type 2 WTs

5.5.3.2 Model specification of type 2

The type 2 model specified in this standard is based on the generic WT models specified by the IEEE / WECC working group and used in the 2nd generation WECC models (Pourbeik 2013). The modular structure for the type 2 WT model is shown in Figure 10.



NOTE The aerodynamic block is not included in the figure because the aerodynamic effects are embedded in the control model.

Figure 10 – Modular structure for the type 2 WT model

Figure 11 shows the modular structure for the type 2 control model. It uses the “Pitch control emulator” module to control active power supplemented by the rotor resistance control model, and passes the reactive power or voltage control reference x_{WTref} to the shunt capacitor model in the electrical equipment module.

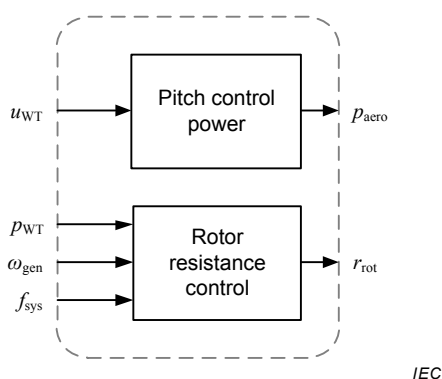


Figure 11 – Modular structure for the type 2 control model

The details for each block are given in the Modules referred to in Table 5.

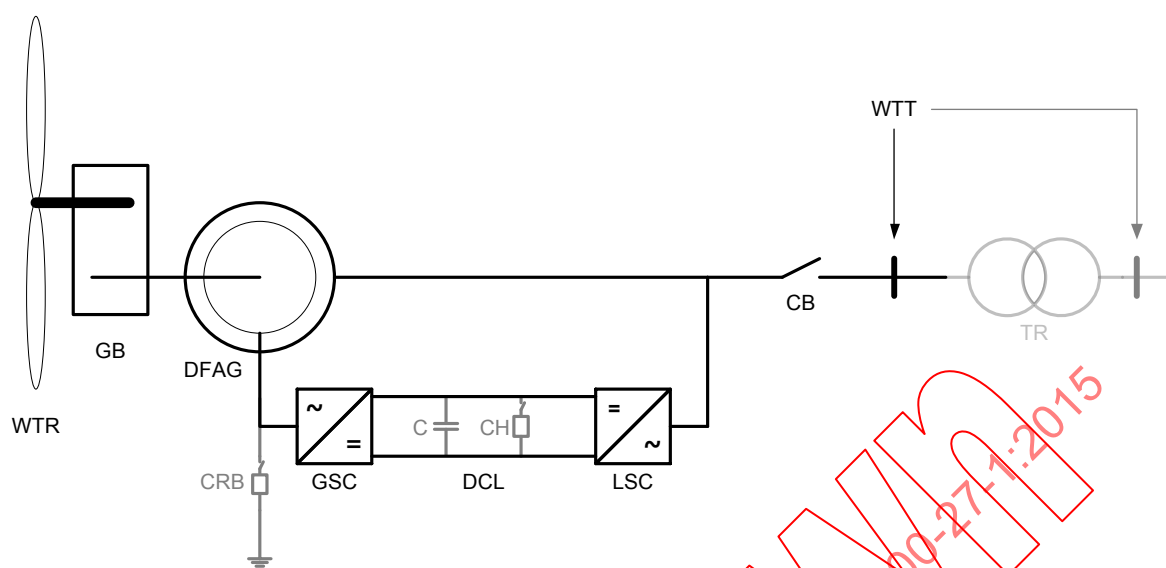
Table 5 – Modules used in type 2 model

Block	Module clause	Module name
Mechanical	5.6.2.1	"Two mass model"
Generator system	5.6.3.1	"Asynchronous generator model"
Electrical equipment	5.6.4.1	"Shunt capacitor model"
	5.6.4.2	"Circuit breaker model"
	(5.6.4.3)	("Transformer model")
Control	5.6.5.1	"Pitch control power model"
	5.6.5.3	"Rotor resistance control model"
Grid protection	5.6.6	"Grid protection model"

5.5.4 Type 3

5.5.4.1 Definition of type 3

A type 3 WT uses a doubly fed asynchronous generator (DFAG), where the stator is directly connected to the grid and the rotor is connected through a back-to-back power converter. Figure 12 shows the main electrical and mechanical components which are considered in the type 3 WT models in this standard. The power converter consists of the generator side converter (GSC), the line side converter (LSC) and the DC link (DCL) with the DCL capacitor (C). Type 3 WTs can have sufficiently dimensioned GSC and chopper (CH) for voltage ride-through without bypassing or disconnecting the converter. Others type 3 WTs include a crowbar device (CRB) which short-circuits the rotor during electromagnetic transients and converts the WT generator during this time into an induction machine.



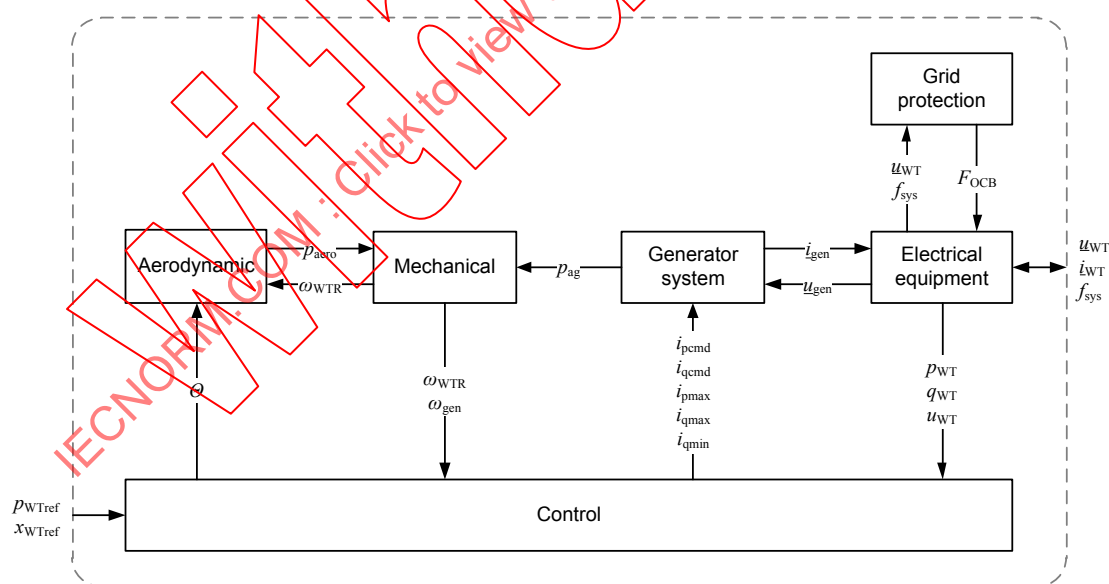
IEC

Figure 12 – Main electrical and mechanical components of type 3 WTs

5.5.4.2 Model specification of type 3

The generic type 3 model specified in this clause includes modules for the mechanical system as well as the aerodynamics. This level of detail is not always needed. In some cases, one of the generic type 4 models will be sufficient to simulate the behaviour at the WT terminals.

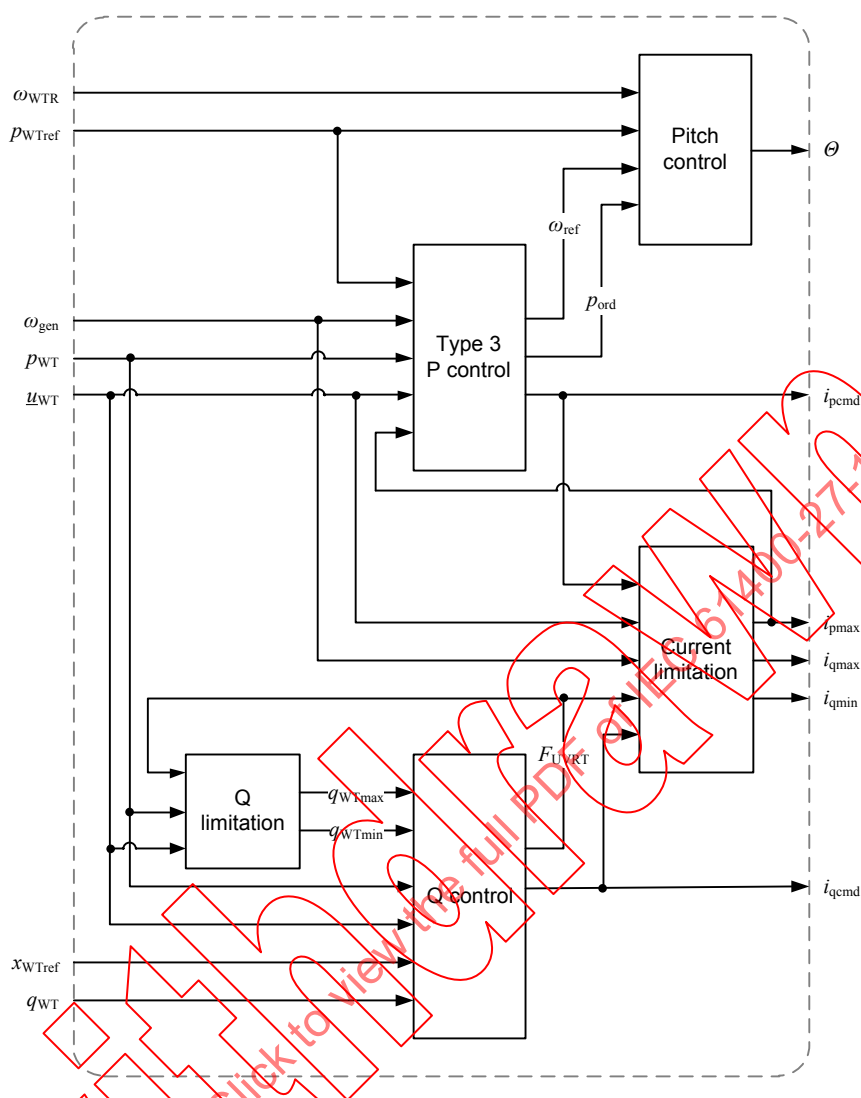
The modular structure for the type 3 WT model is shown in Figure 13.



IEC

Figure 13 – Modular structure for the type 3 WT model

Figure 14 shows the modular structure for the type 3 control models.



IEC

Figure 14 – Modular structure for the type 3 control models

The details for each block are given in the Modules referred to in Table 6.

Table 6 – Modules used in type 3 model

Block	Module clause	Module name
Aerodynamic	5.6.1.3	"Two-dimensional aerodynamic model" or "One-dimensional aerodynamic model"
Mechanical	5.6.2.1	"Two mass model"
Generator system	5.6.3.2 or 5.6.3.3	"Type 3A generator set model" or "Type 3B generator set model"
Electrical equipment	5.6.4.2 (5.6.4.3)	"Circuit breaker model" ("Transformer model")
Control	5.6.5.4 5.6.5.7 5.6.5.8 5.6.5.9 or 5.6.5.10 5.6.5.2	"P control model type 3" "Q control model" "Current limitation model" "Constant Q limitation model" or "QP and QU limitation model" "Pitch angle control model"
Grid protection	5.6.6	"Grid protection model"

5.5.5 Type 4

5.5.5.1 Definition of type 4

Type 4 WTs are WTs connected to the grid through a full scale power converter. Figure 15 shows the main electrical and mechanical components which are considered in the type 4 WT models in this standard. Type 4 WTs use either synchronous generators (SG) or asynchronous generators (AG). Some type 4 WTs use direct drive synchronous generators, and therefore have no gearbox.

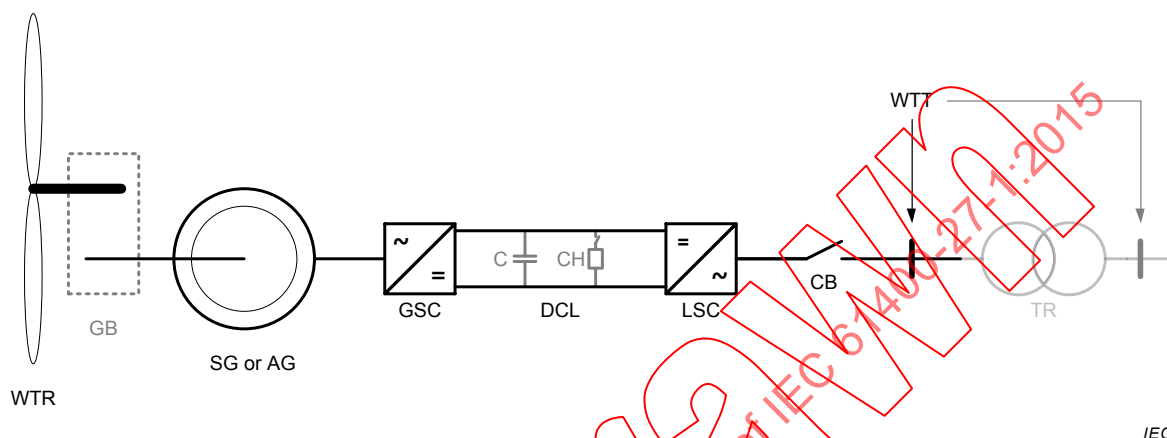


Figure 15 – Main electrical and mechanical components of type 4 WTs

Type 4 WTs with choppers can normally be modelled neglecting the aerodynamic and mechanical parts of the WT. Type 4 WTs without choppers inject post-fault power oscillations due to damping of torsional oscillations. This is also the case for type 4 WTs with partially rated choppers. These oscillations are normally not affecting the power system stability, but the effect of torsional oscillation damping may be included using a two-mass mechanical model. If partially rated chopper is applied, then the damping coefficient in the two-mass model can be adjusted to match the rating of the chopper. The type 3A model may be used to simulate type 4 WTs, but simplified models are usually sufficient because of the converter decoupling of the drive train from the grid.

Therefore, two type 4 models are specified in 6.5.5.2 and 6.5.5.3:

- Type 4A: a model neglecting the aerodynamic and mechanical parts and thus not simulating any power oscillations
- Type 4B: a model including a 2-mass mechanical model to replicate the power oscillations but assuming constant aerodynamic torque

5.5.5.2 Type 4A model specification

The modular structure for the type 4A WT model is shown in Figure 16.

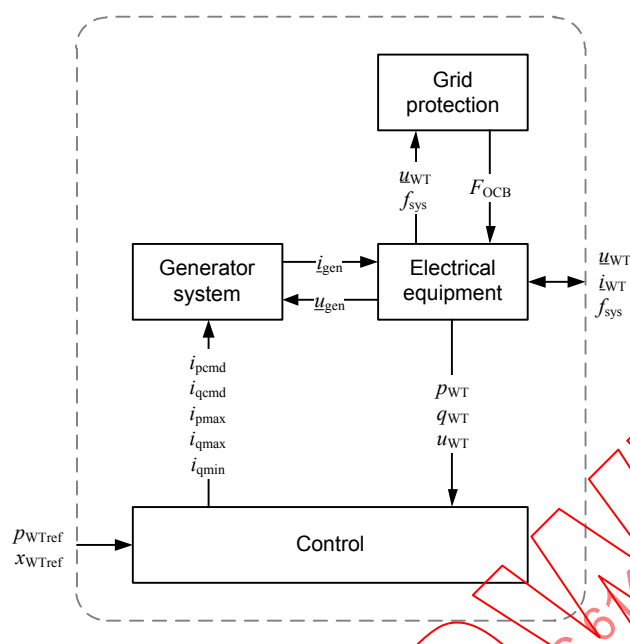


Figure 16 – Modular structure for the type 4A WT model

Figure 17 shows the modular structure for the type 4A control models.

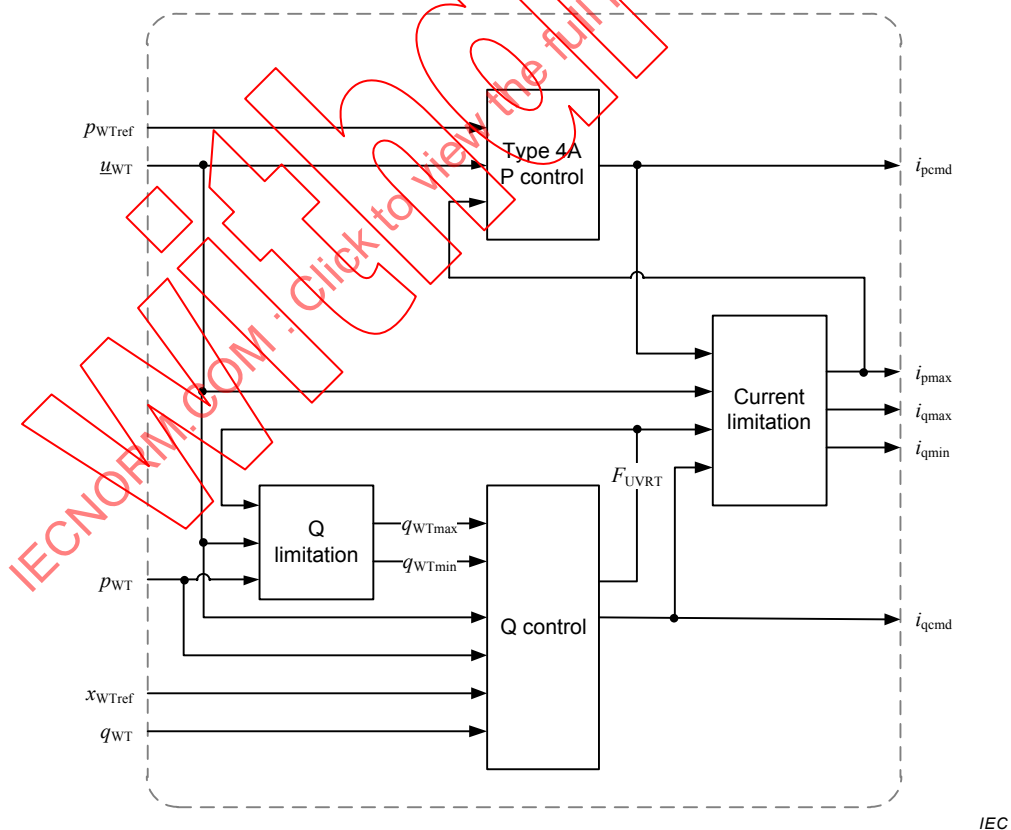


Figure 17 – Modular structure for the type 4A control model

The details for each block are given in the Modules referred to in Table 7.

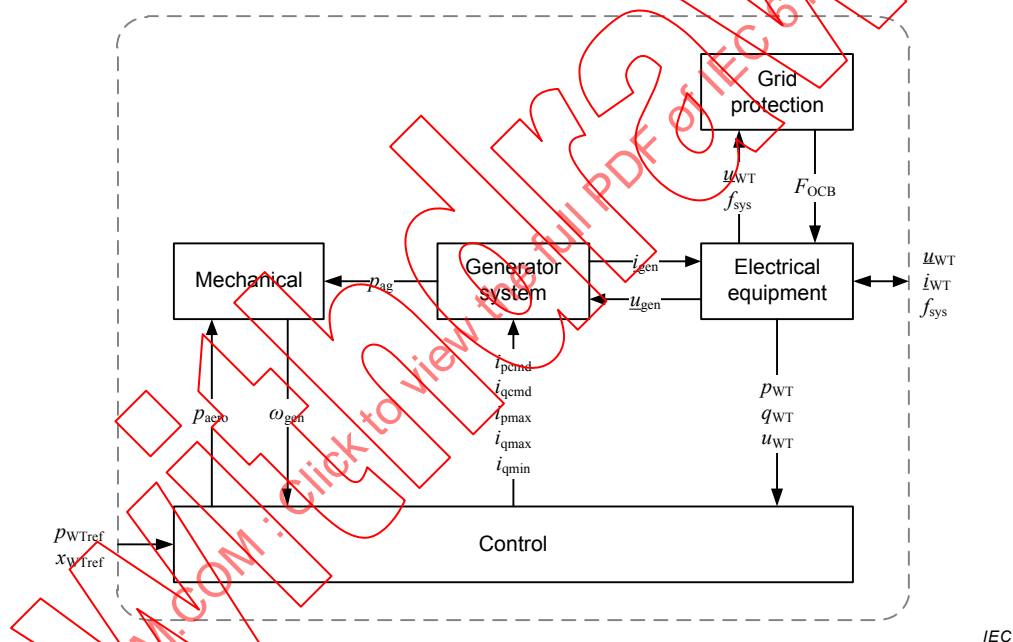
Table 7 – Modules used in type 4A model

Block	Module clause	Module name
Generator system	5.6.3.4 or 5.6.3.2	"Type 4 generator set model" or "Type 3A generator set model" ^a
Electrical equipment	5.6.4.2 (5.6.4.3)	"Circuit breaker model" ("Transformer model")
Control	5.6.5.5 5.6.5.7 5.6.5.8 5.6.5.9 or 5.6.5.10	"P control model type 4A" "Q control model" "Current limitation model" "Constant Q limitation model" or "QP and QU limitation model"
Grid protection	5.6.6	"Grid protection model"

^a The Type 3A generator set model can be used in type 4 WT models, which will mitigate the reactive power spike appearing when the voltage recovers. This spike is mainly caused by numerical effects in the simulations.

5.5.5.3 Type 4B model specification

The modular structure for the generic type 4B WT model is shown in Figure 18.



IEC

Figure 18 – Modular structure for the type 4B WT model

Figure 19 shows the modular structure for the type 4B control models.

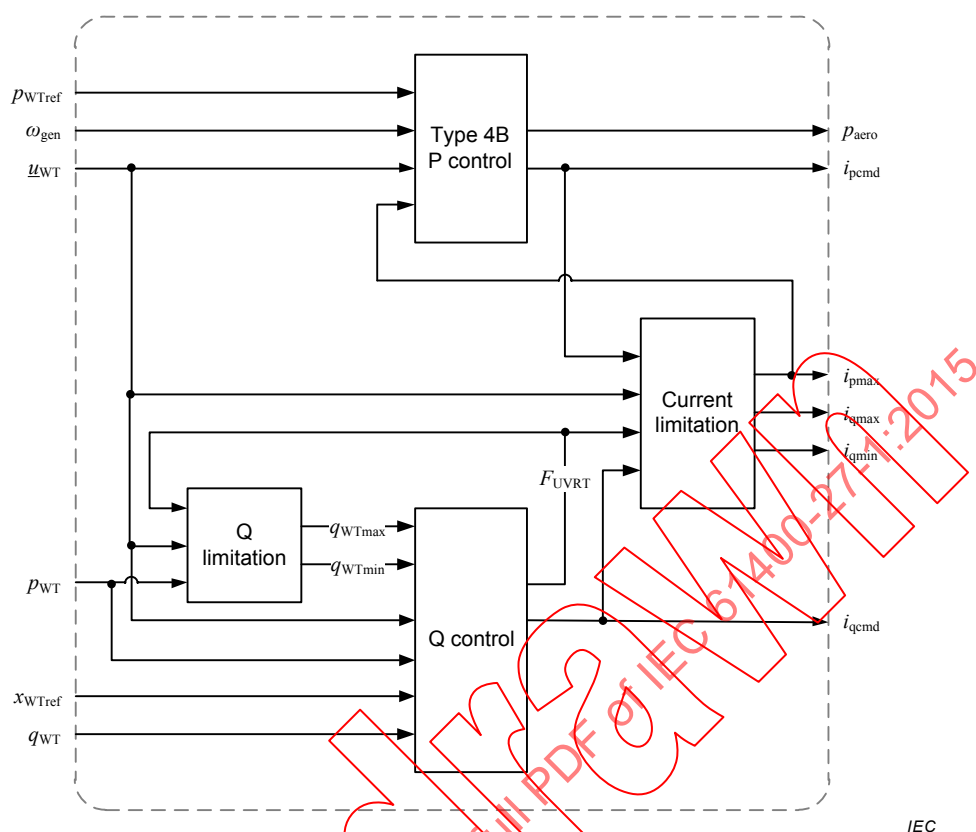


Figure 19 – Modular structure for the type 4B control model

The details for each block are given in the Modules referred to in Table 8.

Table 8 – Modules used in type 4B model

Block	Module clause	Module name
Mechanical	5.6.2.1	"Two mass model"
Generator system	5.6.3.4 or 5.6.3.2	"Type 4 generator set model" or "Type 3A generator set model" ^a
Electrical equipment	5.6.4.2 (5.6.4.3)	"Circuit breaker model" ("Transformer model")
Control	5.6.5.6	"P control model type 4B"
	5.6.5.7	"Q control model"
	5.6.5.8	"Current limitation model"
	5.6.5.9 or 5.6.5.10	"Constant Q limitation model" or "QP and QU limitation model"
Grid protection	5.6.6	"Grid protection model"

^a The Type 3A generator set model can be used in type 4 WT models, which will remove the reactive power spike appearing when the voltage recovers. This spike is mainly caused by numerical effects in the simulations.

5.6 Module library

5.6.1 Aerodynamic models

5.6.1.1 Constant aerodynamic torque model

The block diagram for the constant aerodynamic model is shown in Figure 20. The module requires no manufacturer supplied parameters. The initial torque τ_{init} must be set by the load-flow.

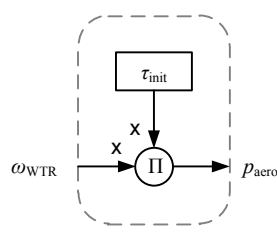


Figure 20 – Block diagram for constant aerodynamic torque model

5.6.1.2 One-dimensional aerodynamic model

This aerodynamic sub model corresponds to the one-dimensional model proposed in Price and Sanchez-Gasca (2006). It includes the dependency on the pitch angle, but neglects the dependency on the rotor speed. The one-dimensional aerodynamic model parameters are given in Table 9, and the block diagram is given in Figure 21. The initial power p_{init} must be set by the load-flow.

Table 9 – Parameter list for one-dimensional aerodynamic model

Symbol	Base unit	Description	Category
Θ_{w0}	deg	Initial pitch angle	Case
k_a	P_n / deg^2	Aerodynamic gain	Type

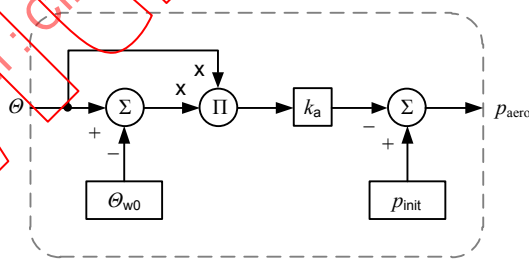


Figure 21 – Block diagram for one-dimensional aerodynamic model

5.6.1.3 Two-dimensional aerodynamic model

The two-dimensional aerodynamic sub model corresponds to the model proposed in Fortmann (2014). The two-dimensional aerodynamic model parameters are given in Table 10, and the block diagram is given in Figure 22.

Table 10 – Parameter list for two-dimensional aerodynamic model

Symbol	Base unit	Description	Category
p_{avail}	P_n	Available aerodynamic power ^a	Case
Θ_0	deg	Pitch angle if the WT is not derated ^b	Case

Symbol	Base unit	Description	Category
ω_0	Ω_{base}	Rotor speed if the WT is not derated	Type
dp_{θ}	P_n / deg	Partial derivative of aerodynamic power with respect to changes in pitch angle	Type
dp_{ω}	$P_n / \Omega_{\text{base}}$	Partial derivative of aerodynamic power with respect to changes in WTR speed	Type
θ_{v2}	deg	Blade angle at twice rated wind speed	Type
dp_{v1}	$P_n / \Omega_{\text{base}}$	partial derivative dp_{ω} at rated wind speed	Type
^a The available aerodynamic power allows modelling derated operation for the integration with wind power plant power controller in order to allow the WT to increase active power if there is enough available aerodynamic power. The initial aerodynamic power cannot be greater than p_{avail}. ^b The pitch angle should normally be zero for $p_{\text{avail}} < 1$ and greater than zero if $p_{\text{avail}} = 1$ or if the initial value of p_{aero} is less than p_{avail}.			

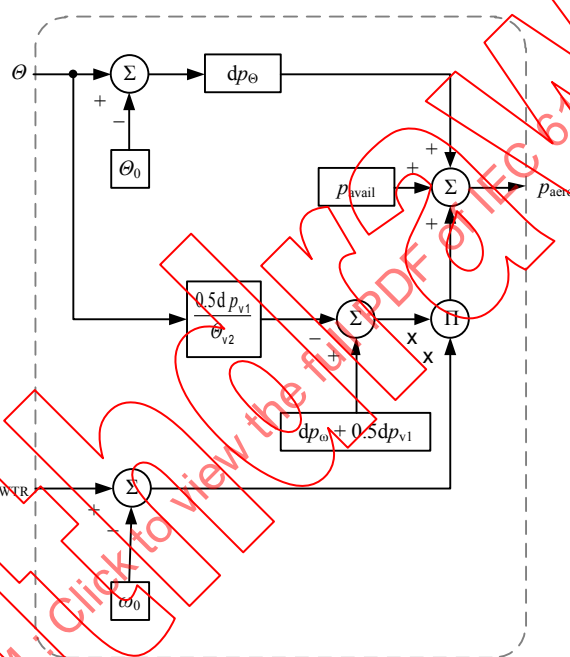


Figure 22 – Block diagram for two-dimensional aerodynamic model

Annex E describes the background for the two-dimensional aerodynamic model, including a guideline to the WT manufacturer for determination of the case dependent model parameters and for the software vendor how to calculate the initialisation if the necessary parameters are provided by the manufacturer.

5.6.2 Mechanical models

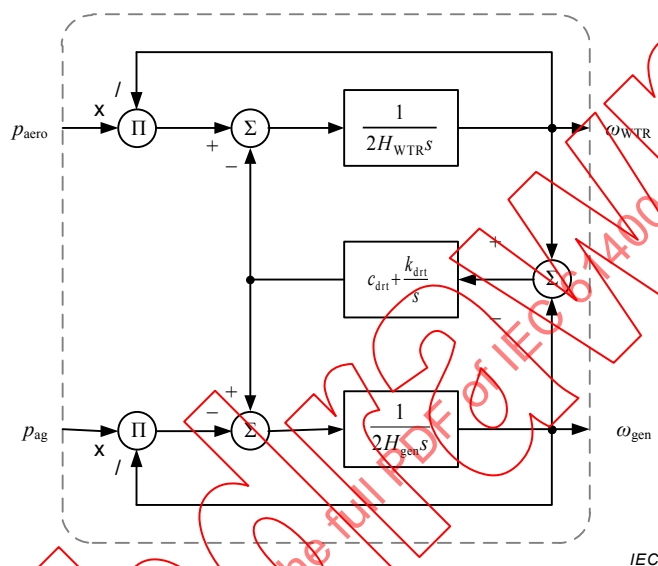
5.6.2.1 Two mass model

The module parameters are given in Table 11, and the block diagram is given in Figure 23.¹³

¹³ Some software tools include the generator inertia in the built-in generator model. In this case, the additional mechanical model should interface with the generator shaft instead of the generator air gap, and consequently not include the generator inertia. The complete mechanical model will then still be a two mass model as described in 5.6.2.1.

Table 11 – Parameter list for two-mass model

Symbol	Base unit	Description	Category
H_{WTR}	s	Inertia constant of WT rotor	Type
H_{gen}	s	Inertia constant of generator	Type
k_{drt}	T_{base}	Drive train stiffness	Type
c_{drt}	$\frac{T_{base}}{\Omega_{base}}$	Drive train damping	Type

**Figure 23 – Block diagram for two mass model**

5.6.3 Generator set models

5.6.3.1 Asynchronous generator model

This standard does not specify a model for the asynchronous generator. The standard asynchronous generator model in the simulation tool should be used. Normal practice for stability studies is to include the rotor flux transients and neglect the stator flux transients.

If motor models are used, then the user must take into account that the modules in this standard assumes generator sign convention.

5.6.3.2 Type 3A generator set model

The module parameters are given in Table 12, and the block diagram is given in Figure 24.

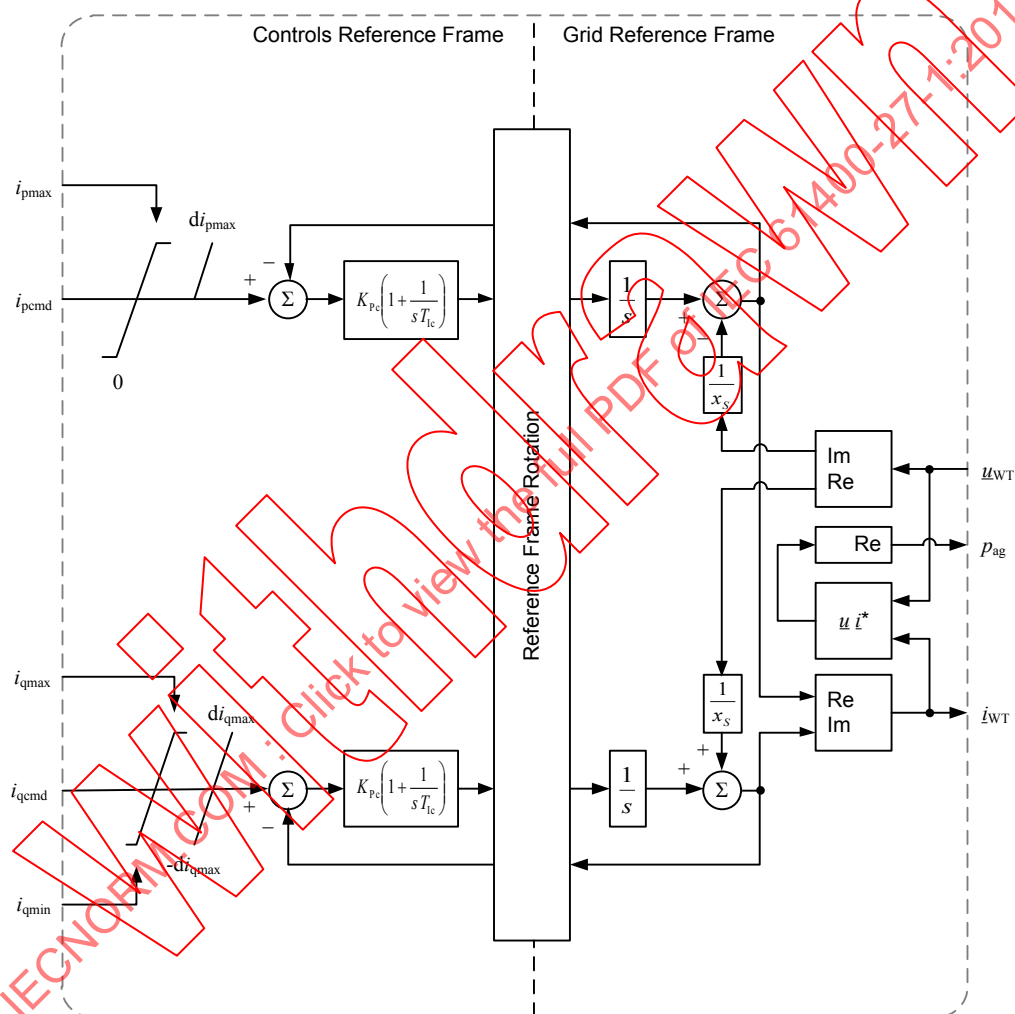
The output of the generator model is a current, injected through a current source with parallel impedance X_s . However, in some power system simulation software, ‘control’-parts and ‘grid’-parts of a model are treated differently. To improve the convergence behaviour of the simulation in such cases, it is recommended to move the parallel impedance X_s described by the term “stator voltage divided by the transient reactance” so that it is incorporated into the grid equations as suggested in Fortmann et al (2014).

The losses in the generator system are neglected setting the generator air gap power p_{ag} equal to the WT terminal power.

Table 12 – Parameter list for type 3A generator set model

Symbol	Base unit	Description	Category
K_{pc}	-	Current PI controller proportional gain	Type
T_{ic}	s	Current PI controller integration time constant	Type
x_s	Z_{base}	Electromagnetic transient reactance ^a	Type
di_{pmax}	I_n/s	Maximum active current ramp rate	Project
di_{qmax}	I_n/s	Maximum reactive current ramp rate	Project

^a The electromagnetic transient reactance should be calculated from the electromagnetic transient inductance as defined in Fortmann et. al. (2014)



IEC

Figure 24 – Block diagram for type 3A generator set model**5.6.3.3 Type 3B generator set model**

The module parameters are given in Table 13, and the block diagram is given in Figure 25. This type 3B generator set model is the state-of-the-art simplification of the 3A generator set model with addition of a crowbar model (Buendia et al, 2012).

The output of the generator model is a current, injected through a current source. However, in some power system simulation software, the current source needs a parallel impedance to improve the convergence behaviour of the simulation. In such cases, it is recommended to

move the term “stator voltage divided by the transient reactance” so that it is incorporated into the grid equations as suggested in Fortmann et al (2014).

Table 13 – Parameter list for type 3B generator set model

Symbol	Base unit	Description	Category
T_g	s	Current generation Time constant	Type
di_{pmax}	I_n/s	Maximum active current ramp rate	Project
di_{qmax}	I_n/s	Maximum reactive current ramp rate	Project
x_s	Z_{base}	Electromagnetic transient reactance	Type
$T_{CW}(du)$	s vs. U_n	Crowbar duration versus voltage variation look-up table	Case
T_{wo}	s	Time constant for crowbar washout filter	Case
M_{WTcwp}	-	Crowbar control mode	Case

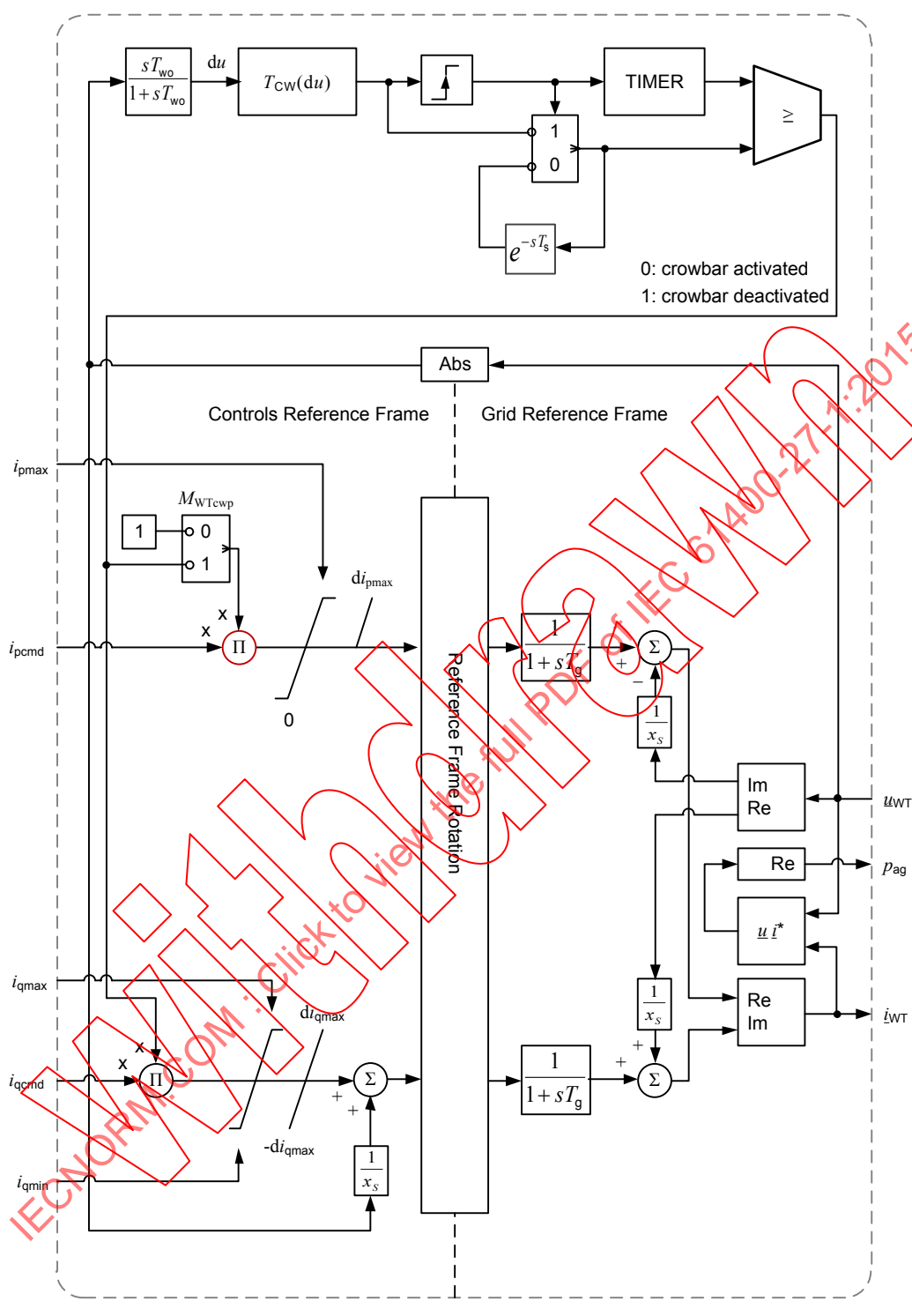


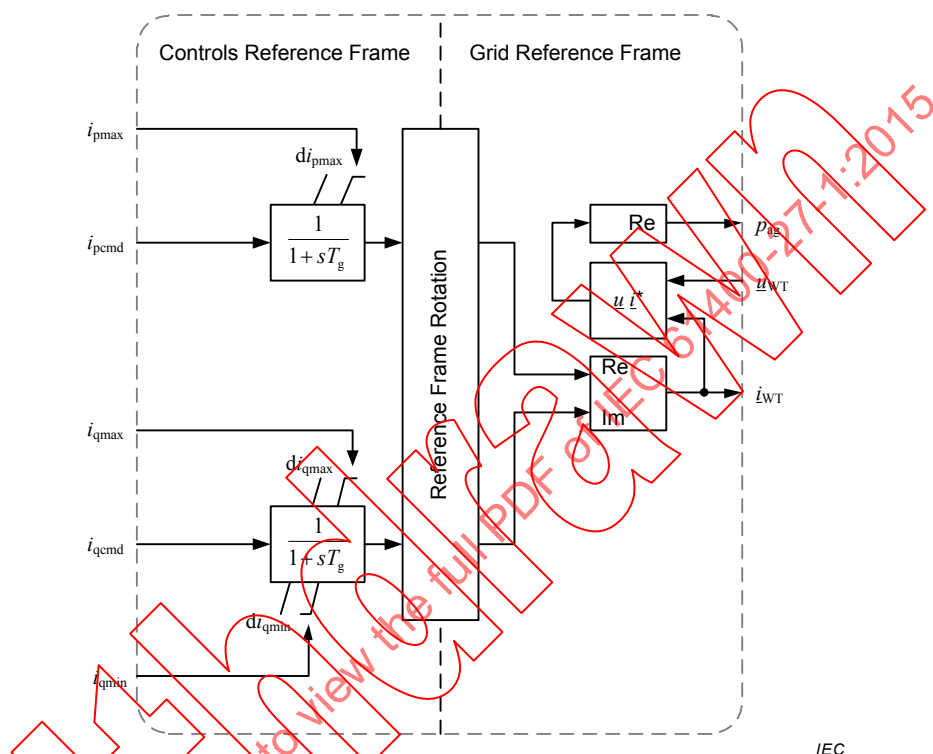
Figure 25 – Block diagram for type 3B generator set model

5.6.3.4 Type 4 generator set model

The module parameters for the type 4 generator model are given in Table 14, and the block diagram is given in Figure 26.

Table 14 – Parameter list for type 4 generator set model

Symbol	Base unit	Description	Category
T_g	s	Time constant	Type
di_{pmax}	I_n/s	Maximum active current ramp rate	Project
di_{qmax}	I_n/s	Maximum reactive current ramp rate	Project
di_{qmin}	I_n/s	Minimum reactive current ramp rate	Project

**Figure 26 – Block diagram for type 4 generator set model**

5.6.3.5 Reference frame rotation model

The module parameters for the reference frame rotation model are given in Table 15, and the block diagram is given in Figure 27.

Table 15 – Parameter list for reference frame rotation model

Symbol	Base unit	Description	Category
T_{PLL}	s	Time constant for PLL first order filter model	Type
u_{PLL1}	U_n	Voltage below which the angle of the voltage is filtered and possibly also frozen ^a	Type
u_{PLL2}	U_n	Voltage below which the angle of the voltage is frozen if $u_{PLL2} \leq u_{PLL1}$ ^b	Type

^a Angle is filtered and/or frozen to avoid instabilities due to lack of voltage reference.

^b The value of u_{PLL2} should be coordinated with the value of u_{PLL1} . Usually, $u_{PLL2} \leq u_{PLL1}$. u_{PLL2} is employed to avoid numerical problems when voltage is close to zero and then angle is not numerically valid.

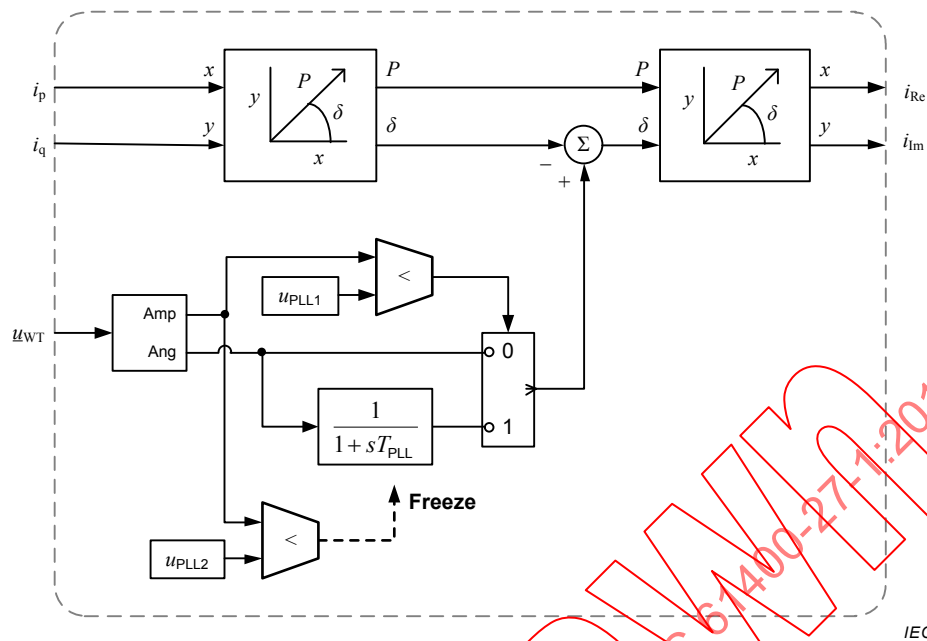


Figure 27 – Block diagram for the reference frame rotation model

5.6.4 Electrical equipment

5.6.4.1 Shunt capacitor models

This standard does not specify models for shunt capacitors. For mechanically switched capacitor banks (MSC), the standard fundamental frequency capacitor model in the simulation tool should be used. For thyristor switched capacitor banks (TSC), a standard SVC model can be used. Normally, the turbine compensations do not include the reactor, which is standard in SVCs.

5.6.4.2 Circuit breaker model

The standard circuit breaker model in the simulation tool should be used. The circuit breaker model must open the circuit breaker when it receives the F_{OCB} flag.

5.6.4.3 Transformer model

This standard does not specify a model for the transformer. The standard transformer model in the simulation tool should be used.

5.6.5 Control models

5.6.5.1 Pitch control power model

This module corresponds to the type 1 and type 2 WT pitch controller proposed for the 2nd generation WECC models (Pourbeik 2013). The module parameters are given in Table 16, and the block diagram is given in Figure 28.

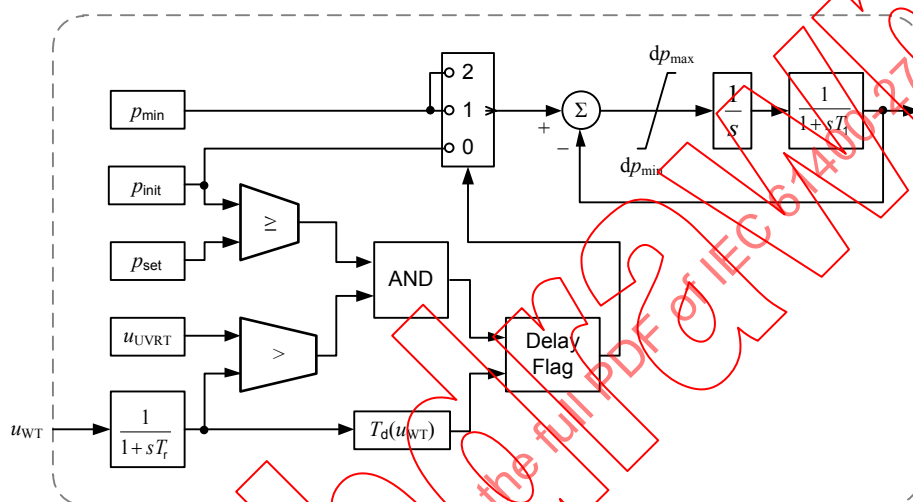
Table 16 – Parameter list for pitch control power model

Symbol	Base unit	Description	Category
T_r	s	Voltage measurement time constant	Type
dp_{max}	P_n	Rate limit for increasing power	Type
dp_{min}	P_n	Rate limit for decreasing power	Type

Symbol	Base unit	Description	Category
T_1	s	Lag time constant	Type
$p_{\min}$	P_n	Minimum power setting	Type
p_{set}	P_n	If $p_{\text{init}} < p_{\text{set}}$ then power will be ramped down to $p_{\min}$	Type
$T_d(u_{\text{WT}})$	$s(U_n)$	Lookup table to determine the duration of the power reduction after a voltage dip, depending on the size of the voltage dip ^a	Type
u_{UVRT}	U_n	Dip detection threshold ^b	Type

^a Note that for compatibility with the WECC models, the lookup table must be defined as steps between four points.

^b Note that for compatibility with the WECC models, u_{UVRT} must be equal to the highest voltage in $T_d(u_{\text{WT}})$.



IEC

NOTE The initial power p_{init} is set by the load flow.

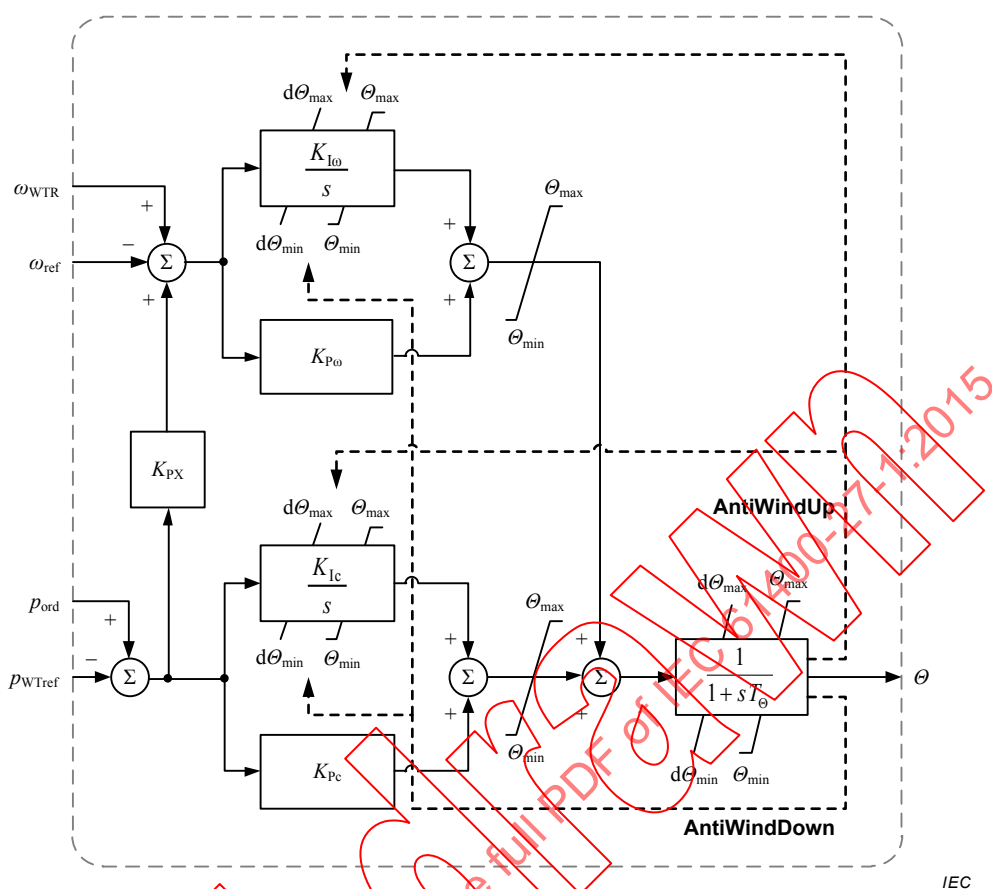
Figure 28 – Block diagram for pitch control power model

5.6.5.2 Pitch angle control model

The module parameters are given in Table 17, and the block diagram is given in Figure 29.

Table 17 – Parameter list for pitch angle control model

Symbol	Base unit	Description	Category
$K_{P\omega}$	$\text{deg}/\Omega_{\text{base}}$	Speed PI controller proportional gain	Type
$K_{I\omega}$	$\text{deg}/\Omega_{\text{base}}/\text{s}$	Speed PI controller integration gain	Type
K_{Pc}	deg/P_n	Power PI controller proportional gain	Type
K_{Ic}	$\text{deg}/P_n/\text{s}$	Power PI controller integration gain	Type
K_{PX}	Ω_{base}/P_n	Pitch cross coupling gain	Type
$\Theta_{\max}$	deg	Maximum pitch angle	Type
$\Theta_{\min}$	deg	Minimum pitch angle	Type
$d\Theta_{\max}$	deg/s	Maximum pitch positive ramp rate	Type
$d\Theta_{\min}$	deg/s	Maximum pitch negative ramp rate	Type
T_{Θ}	s	Pitch time constant	Type



NOTE The block diagram uses the anti windup integrator described in Annex G.8 and the first order filter with limitation detection described in Annex G.10.

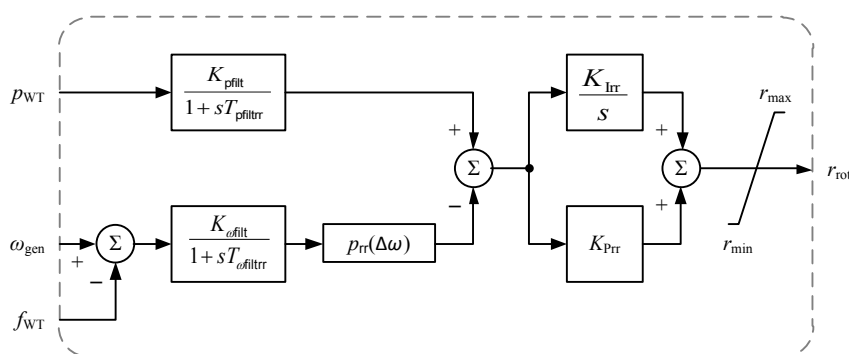
Figure 29 – Block diagram for pitch angle control model

5.6.5.3 Rotor resistance control model

The module parameters are given in Table 18, and the block diagram is given in Figure 30.

Table 18 – Parameter list for rotor resistance control model

Symbol	Base unit	Description	Category
$T_{pfiltrr}$	s	Filter time constant for power measurement	Type
K_{pfilt}	-	Filter gain for power measurement	Type
$T_{\omega filtrr}$	s	Filter time constant for generator speed measurement	Type
$K_{\omega filtr}$	-	Filter gain for generator speed measurement	Type
$p_r(\Delta\omega)$	$\frac{P_n}{(\Omega_{base})}$	Power versus speed change (negative slip) lookup table	Type
K_{Prr}	$\frac{Z_{base}}{P_n}$	Proportional gain in rotor resistance PI controller	Type
K_{Irr}	$\frac{Z_{base}}{P_n/s}$	Integral gain in rotor resistance PI controller	Type
r_{max}	Z_{base}	Maximum rotor resistance	Type
r_{min}	Z_{base}	Minimum rotor resistance	Type



NOTE The original IEEE / WECC model uses motor sign convention for power and slip in accordance with text book models for asynchronous machines. This standard uses generator sign convention, and therefore the PI controller input sign is reversed compared to the signs in the original IEEE / WECC model.

Figure 30 – Block diagram for rotor resistance control model

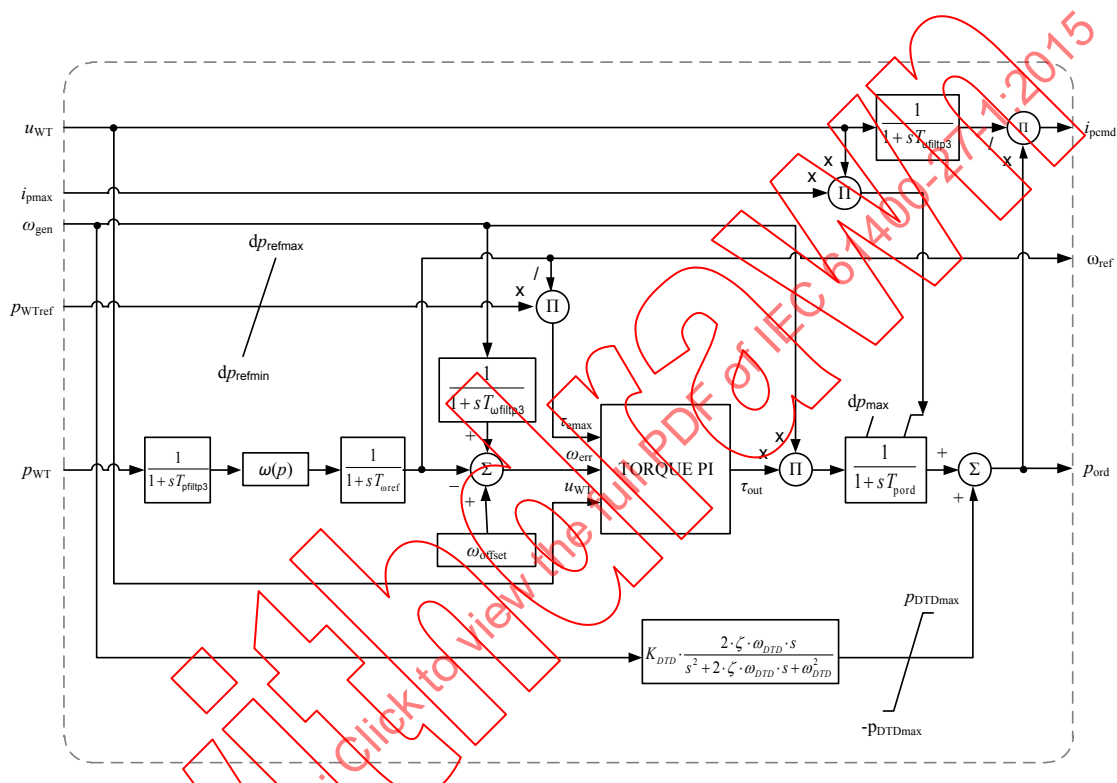
5.6.5.4 P control model type 3

The module parameters are given in Table 19, and the block diagrams are given in Figure 31 and Figure 32.

Table 19 – Parameter list for p-control model type 3

Symbol	Base unit	Description	Category
ω_{offset}	Ω_{base}	Offset to reference value that limits controller action during rotor speed changes	Case
$\omega(p)$	$\Omega_{\text{base}} (P_n)$	Power vs. speed lookup table	Type
K_{Pp}	$T_{\text{base}} / \Omega_{\text{base}}$	PI controller proportional gain	Type
K_{Ip}	$T_{\text{base}} / \Omega_{\text{base}} / s$	PI controller integration parameter	Type
$T_{\text{pflt}p3}$	s	Filter time constant for power measurement	Type
$T_{\text{ufilt}p3}$	s	Filter time constant for voltage measurement	Type
$T_{\omega\text{ref}}$	s	Time constant in speed reference filter	Type
$T_{\omega\text{filt}p3}$	s	Filter time constant for generator speed measurement	Type
K_{DTD}	$P_n / \Omega_{\text{base}}$	Gain for active drive train damping	Type
p_{DTDmax}	P_n	Maximum active drive train damping power	Type
ζ	-	Coefficient for active drive train damping	Type
ω_{DTD}	Ω_{base}	Active drive train damping frequency, can be calculated from two mass model parameters in Table 11: $\omega_{\text{DTD}} = \sqrt{k_{\text{drt}} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot H_{\text{WTR}}} + \frac{1}{2 \cdot H_{\text{gen}}} \right)}$	Type
T_{pord}	s	Time constant in power order lag	Type
dp_{max}	P_n / s	Maximum WT power ramp rate	Type
dp_{refmax}	P_n / s	Maximum ramp rate of WT reference power	Project
dp_{refmin}	P_n / s	Minimum ramp rate of WT reference power	Project
u_{pdip}	U_n	Voltage dip threshold for P-control. Part of turbine control, often different (e.g 0.8) from converter thresholds.	Project
$d\tau_{\text{max}}$	T_{base} / s	Ramp limitation of torque, required in some grid codes	Project

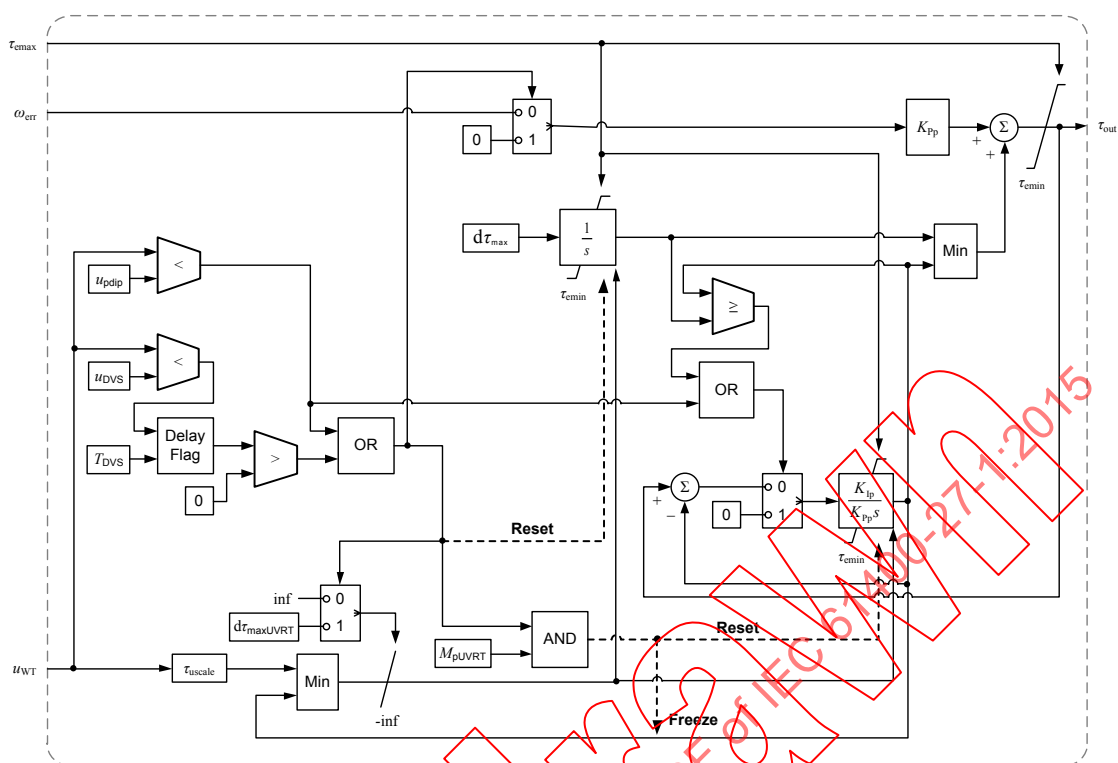
Symbol	Base unit	Description	Category
τ_{emin}	T_{base}	Minimum electrical generator torque	Type
τ_{uscale}	T_{base}/U_n	Voltage scaling factor of reset-torque	Project
M_{pUVRT}	-	Enable UVRT power control mode (0: reactive power control – 1: voltage control)	Project
$d\tau_{maxUVRT}$	T_{base}/s	Limitation of torque rise rate during UVRT	Project
u_{DVS}	U_n	Voltage limit for hold UVRT status after deep voltage sags	Project
T_{DVS}	s	Time delay after deep voltage sags	Project



IEC

NOTE The TORQUE PI block is detailed in Figure 32.

Figure 31 – Block diagram for type 3 P control model



IEC

NOTE The Freeze function is detailed in G.4, i.e. using Figure G.6 without limitations.

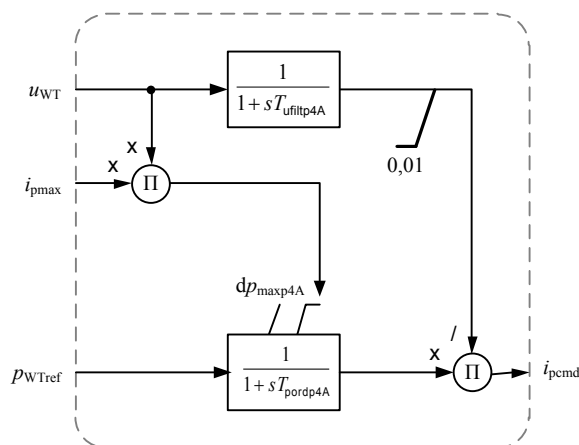
Figure 32 – Block diagram for type 3 torque PI

5.6.5.5 P control model type 4A

The module parameters are given in Table 20, and the block diagram is given in Figure 33.

Table 20 – Parameter list for p control model type 4A

Symbol	Base unit	Description	Category
$T_{ufilt4A}$	s	Voltage measurement filter time constant	Type
T_{pord4A}	s	Time constant in power order lag	Type
dp_{max4A}	P_n/s	Maximum WT power ramp rate	Project



IEC

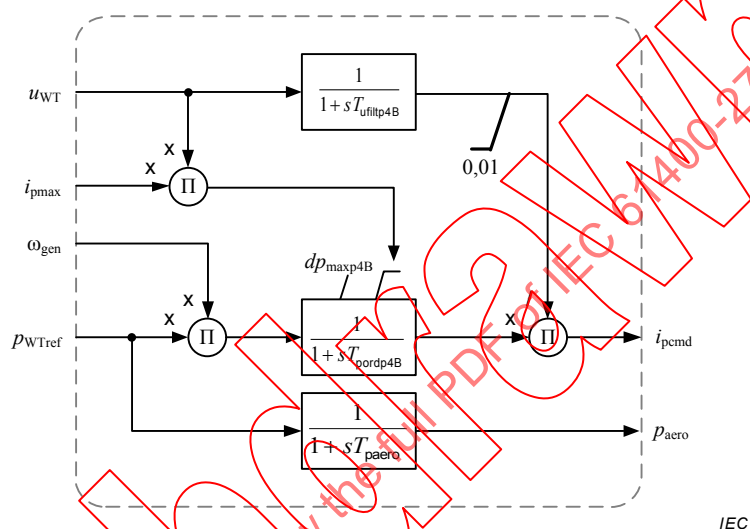
Figure 33 – Block diagram for type 4A P control model

5.6.5.6 P control model type 4B

The module parameters are given in Table 21, and the block diagram is given in Figure 34.

Table 21 – Parameter list for p control model type 4B

Symbol	Base unit	Description	Category
$T_{\text{ufilt}p4B}$	s	Voltage measurement filter time constant	Type
$T_{\text{pord}p4B}$	s	Time constant in power order lag	Type
T_{paero}	s	Time constant in aerodynamic power response	Type
$dp_{\text{max}p4B}$	P_n/s	Maximum WT power ramp rate	Project



NOTE The type 4B P control model assumes that $\tau_{\text{init}} = p_{\text{init}}$, i.e. the initial value of ω_{gen} is 1.

Figure 34 – Block diagram for type 4B P control model

5.6.5.7 Q control model

The Q-control model supports the 5 different general Q control modes M_{qG} listed in Table 22.

Table 22 – General WT Q control modes M_{qG}

M_{qG}	Description
0	Voltage control
1	Reactive power control
2	Open loop reactive power control (only used with closed loop at plant level)
3	Power factor control
4	Open loop power factor control

The Q-control model supports the 3 different UVRT Q control modes M_{qUVRT} listed in Table 23. The control modes specify the reactive current injection during the voltage dip, and in an optional post-fault period.

Table 23 – UVRT Q control modes M_{qUVRT}

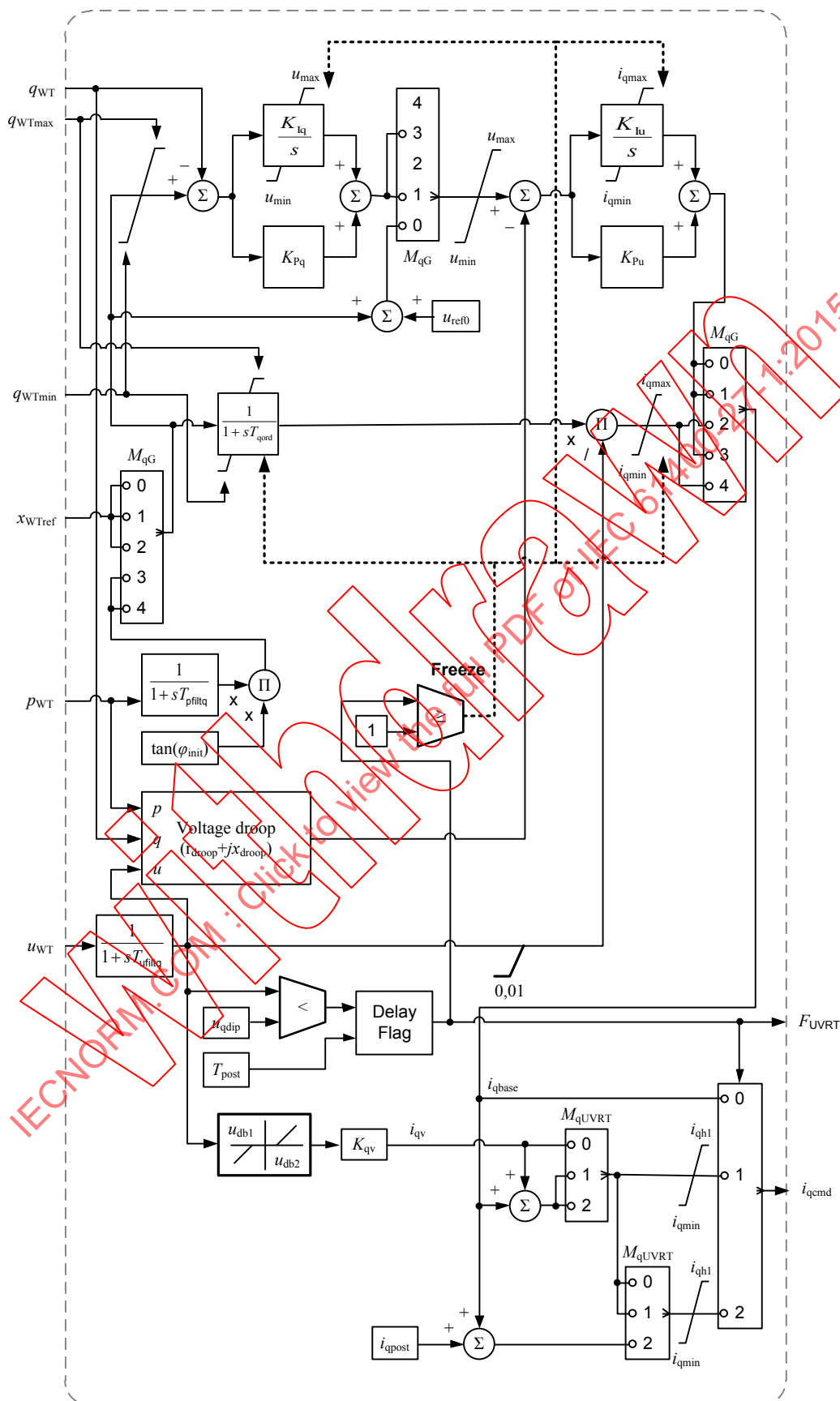
M_{qUVRT}	Description
0	Voltage dependent reactive current injection
1	Reactive current injection controlled as the pre-fault value plus an additional voltage dependent reactive current injection
2	Reactive current injection controlled as the pre-fault value plus an additional voltage dependent reactive current injection during fault, and as the pre-fault value plus an additional constant reactive current injection post fault

The module parameters for the Q-control module are given in Table 24, and the block diagram is given in Figure 35.

Table 24 – Parameter list for q control model

Symbol	Base unit	Description	Category
M_{qG}	-	General Q control mode (see Table 22)	Project
M_{qUVRT}	-	UVRT Q control modes (see Table 23)	Project
T_{ufiltq}	s	Voltage measurement filter time constant	Type
T_{pfiltq}	s	Power measurement filter time constant	Type
K_{Pq}	U_n/P_n	Reactive power PI controller proportional gain	Type
K_{Iq}	$U_n/P_n/s$	Reactive power PI controller integration gain	Type
K_{Pu}	I_n/U_n	Voltage PI controller proportional gain	Type
K_{Iu}	$I_n/U_n/s$	Voltage PI controller integration gain	Type
u_{db1}	U_n	Voltage dead band lower limit	Type
u_{db2}	U_n	Voltage dead band upper limit	Type
K_{qv}	I_n/U_n	Voltage scaling factor for UVRT current	Project
u_{max}	U_n	Maximum voltage in voltage PI controller integral term	Type
u_{min}	U_n	Minimum voltage in voltage PI controller integral term	Type
u_{ref0}	U_n	User defined bias in voltage reference $u_{WTref} = u_{ref0} + \Delta u_{WTref}$ (used when $M_{qG} = M_{qGu}$).	Case
u_{qdip}	U_n	Voltage threshold for UVRT detection in q control	Type
T_{qord}	s	Time constant in reactive power order lag	Type
T_{post}	s	Length of time period where post fault reactive power is injected	Project
i_{qmax}	I_n	Maximum reactive current injection	Type
i_{qmin}	I_n	Minimum reactive current injection	Type
i_{qh1}	I_n	Maximum reactive current injection during dip	Type
i_{qpost}	I_n	Post fault reactive current injection	Project
r_{droop}	Z_{base}	Resistive component of voltage drop impedance	Project
x_{droop}	Z_{base}	Inductive component of voltage drop impedance	Project

Extreme care should be taken in coordinating the parameters u_{db1} , u_{db2} and u_{qdip} so as not to have an unintentional response from the reactive power injection control loop.



NOTE 1 The implementation of the "Freeze" function is described in Annex G.4.

NOTE 2 $\tan(\phi_{init})$ is initialised by the load flow.

Figure 35 – Block diagram for Q control model

The external reference $\underline{x}_{WTref}$ can either be a reactive power or delta voltage command from the park controller, depending on the Q control mode. If no park controller model is applied, this signal is initialized as a constant input.

The “Delay Flag” block outputs the F_{UVRT} flag in 1 of 3 stages described in Table 25.

Table 25 – Description of F_{UVRT} flag values

F_{UVRT}	Description
0	Normal operation ($u_{WT} > u_{dip}$)
1	During fault ($u_{WT} \leq u_{dip}$)
2	Post fault stays in stage 2 with ($u_{WT} > u_{dip}$) for $t = T_{post}$

The “Voltage droop” block shall calculate the voltage in a point which is located with the serial impedance distance $r+jx$ from WTT (typically a transformer), i.e.

$$u = \sqrt{\left(u_{WT} - r_{droop} \frac{p_{WT}}{u_{WT}} - x_{droop} \frac{q_{WT}}{u_{WT}}\right)^2 + \left(x_{droop} \frac{p_{WT}}{u_{WT}} - r_{droop} \frac{q_{WT}}{u_{WT}}\right)^2} \quad (1)$$

5.6.5.8 Current limitation model

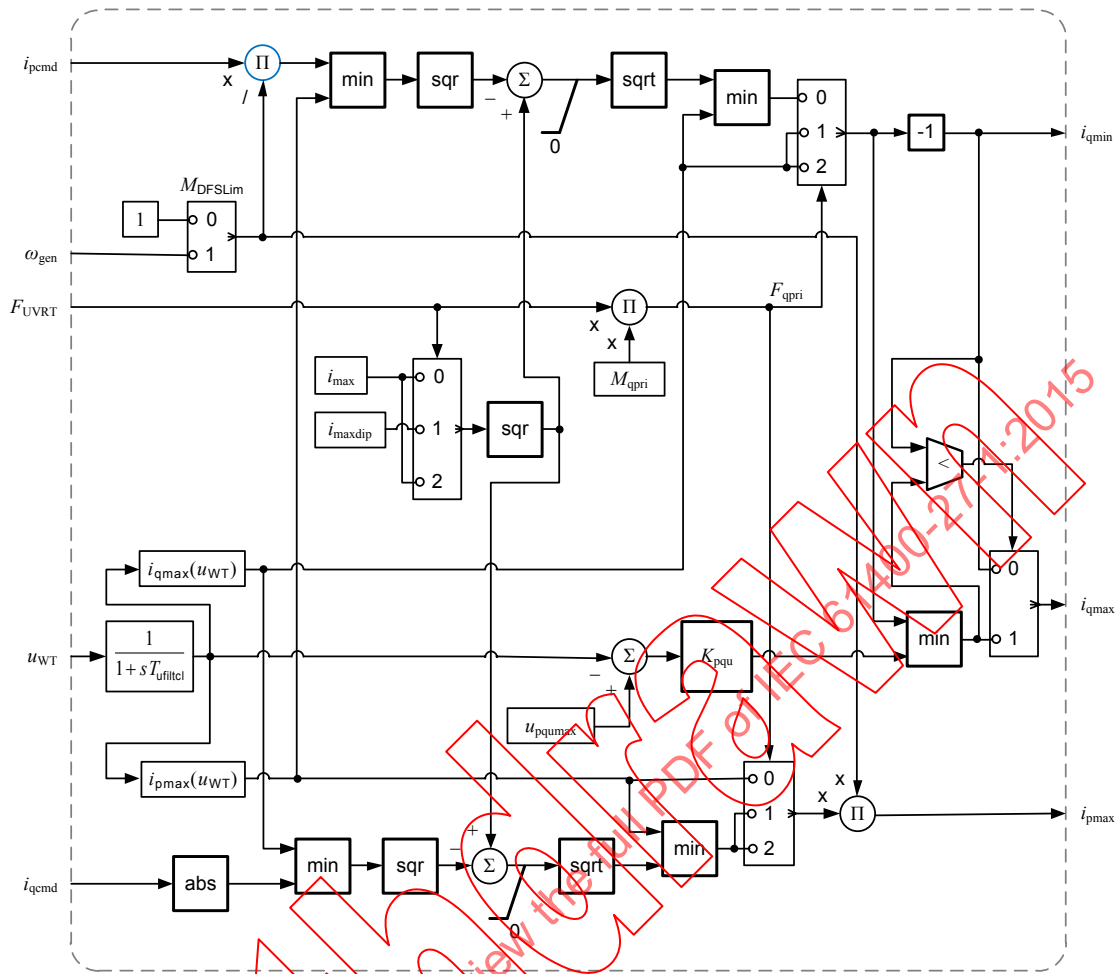
The current limitation model combines the physical limits and the control limits.

The module parameters are given in Table 26, and the block diagram is given in Figure 36.

Table 26 – Parameter list for current limiter model

Symbol	Base unit	Description	Category
i_{max}	I_n	Maximum continuous current at the WT terminals	Type
i_{maxdip}	I_n	Maximum current during voltage dip at the WT terminals	Project
M_{DFSLim}^a	-	Limitation of type 3 stator current (0: total current limitation, 1: stator current limitation)	Type
M_{qpri}	-	Prioritisation of q control during UVRT (0: active power priority – 1: reactive power priority)	Project
$i_{pmax}(u_{WT})$	$I_n(U_n)$	Lookup table for voltage dependency of active current limits	Project
$i_{qmax}(u_{WT})$	$I_n(U_n)$	Lookup table for voltage dependency of reactive current limits	Project
$T_{ufiltcl}$	s	Voltage measurement filter time constant	Type
u_{pqumax}	U_n	WT voltage in the operation point where zero reactive current can be delivered	Type
K_{pqu}	I_n / U_n	Partial derivative of reactive current limit vs.voltage	Type

^a $M_{DFSLim} = 1$ for type 4 WTs.



IEC

NOTE ω_{gen} input is not used for type 4 which is ensured by setting $M_{DFSLim} = 1$.

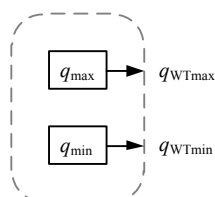
Figure 36 – Block diagram for current limiter

5.6.5.9 Constant Q limitation model

The module parameters are given in Table 27, and the block diagram is given in Figure 37.

Table 27 – Parameter list for constant Q limitation model

Symbol	Base unit	Description	Category
q_{max}	P_n	Maximum reactive power	Type
q_{min}	P_n	Minimum reactive power	Type



IEC

NOTE The constant Q limitation model is not using the Q limitation model inputs F_{UVRT} , u_{WT} and p_{WT} .

Figure 37 – Block diagram for constant Q limitation model

5.6.5.10 QP and QU limitation model

The module parameters are given in Table 28, and the block diagram is given in Figure 38.

Table 28 – Parameter list for QP and QU limitation model

Symbol	Base unit	Description	Category
$T_{ufiltql}$	s	Voltage measurement filter time constant for Q capacity	Type
$T_{pfiltql}$	s	Power measurement filter time constant for Q capacity	Type
$q_{maxp}(p)$	$P_n (P_n)$	Lookup table for active power dependency of reactive power maximum limit	Type
$q_{minp}(p)$	$P_n (P_n)$	Lookup table for active power dependency of reactive power minimum limit	Type
$q_{maxu}(u)$	$P_n (U_n)$	Lookup table for voltage dependency of reactive power maximum limit	Type
$q_{minu}(u)$	$P_n (U_n)$	Lookup table for voltage dependency of reactive power minimum limit	Type

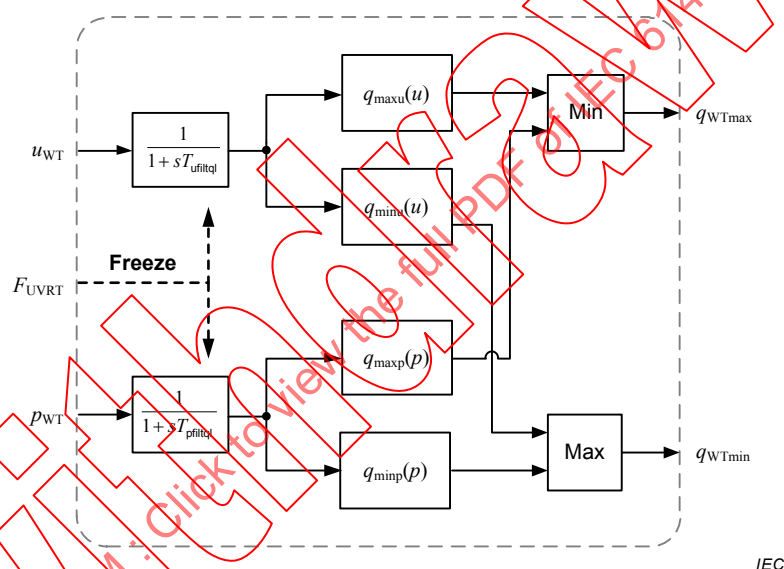


Figure 38 – Block diagram for QP and QU limitation model

5.6.6 Grid protection model

The grid protection model includes protection against over and under voltage, and against over and under frequency. The definite time grid protection is characterized by a set of protection levels and a corresponding set of disconnection times as defined and tested in IEC 61400-21¹⁴. User-definable curves may be entered to model specific tripping profiles by defining a set of voltage/time or frequency/time co-ordinates. Interpolation between points is used to provide a smooth trip characteristic.

The module parameters are given in Table 29, and the block diagrams are given in Figure 39 and Figure 40.

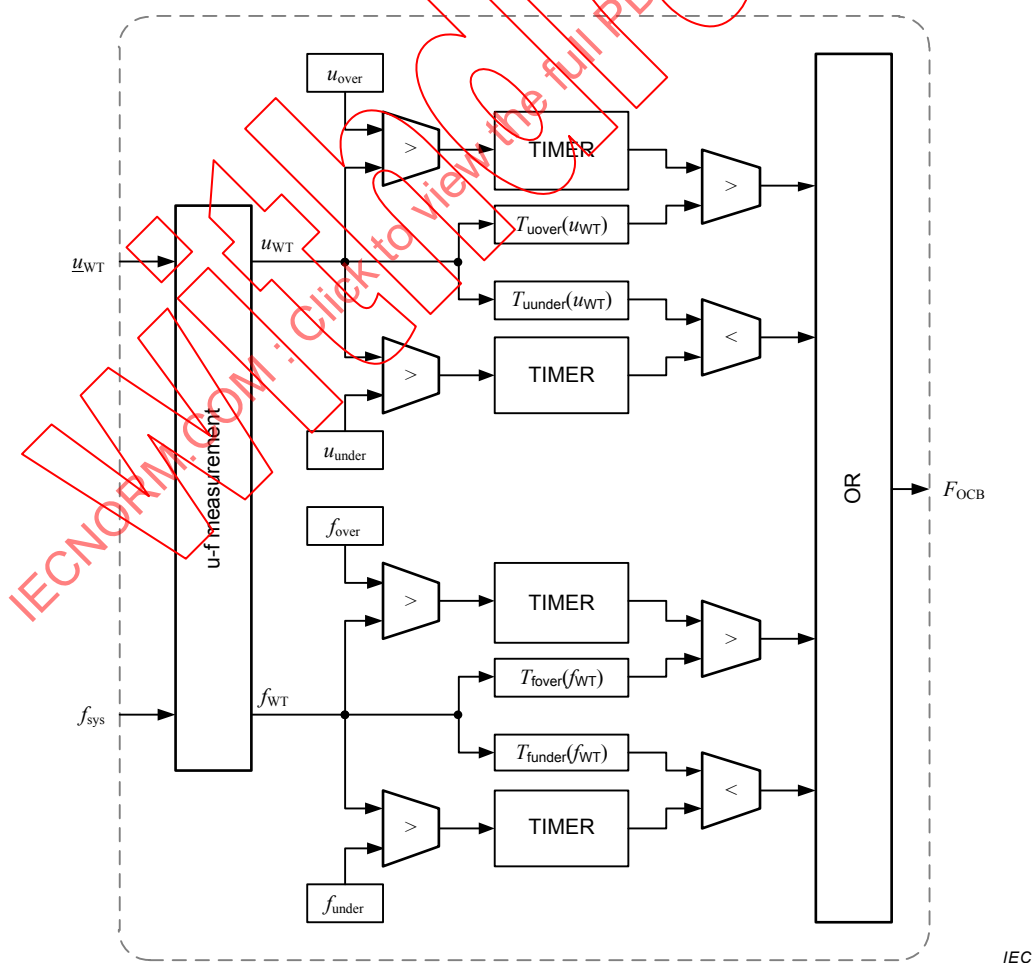
¹⁴ Industry normally models protection conservatively, so that model tripping always occurs when one of the voltage or frequency levels exceed the corresponding protection level thresholds. Actual equipment may exceed these minimum ride-through protection level thresholds without tripping the WT.

Table 29 – Parameter list for grid protection model

Symbol	Base unit	Description	Category
u_{over}	U_n	WT over voltage protection activation threshold	Project
$T_{\text{uover}}(u_{\text{WT}})$	$s(U_n)$	Disconnection time versus over voltage lookup table	Project
u_{under}	U_n	WT under voltage protection activation threshold	Project
$T_{\text{uunder}}(u_{\text{WT}})$	$s(U_n)$	Disconnection time versus under voltage lookup table	Project
f_{over}	f_n	WT over frequency protection activation threshold	Project
$T_{\text{fover}}(f_{\text{WT}})$	$s(f_n)$	Disconnection time versus over frequency lookup table	Project
f_{under}	f_n	WT under frequency protection activation threshold	Project
$T_{\text{funder}}(f_{\text{WT}})$	$s(f_n)$	Disconnection time versus under frequency lookup table	Project
Mzc	-	Zero crossing measurement mode (true = 1 if the WT protection system uses zero crossings to detect frequency – otherwise false = 0)	Type
$d\Phi_{\text{max}}$	f_n / s	Maximum rate of change of frequency ^a	Type
$TfMA$	s	Time interval of moving average window ^b	Type

^a $d\Phi_{\text{max}}$ should be greater than any ROCOF protection activation threshold in the power system. Presently, 0,5Hz/s is reported in some grid codes, and 2,5 Hz/s proposed, so it is recommended to use $d\Phi_{\text{max}} = 5 \text{ Hz/s}$.

^b Typical values for protection equipment are 3 to 5 line periods.

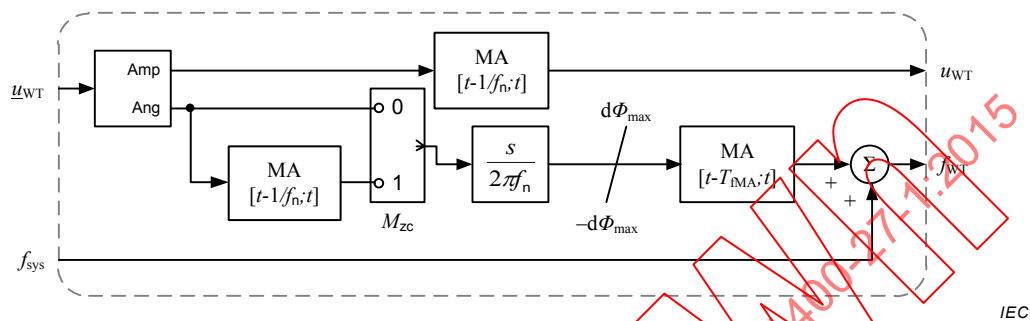


NOTE The u-f measurement block is detailed in Figure 40.

Figure 39 – Block diagram for grid protection system

For each individual pair of protection level and disconnection times, the model trips the WT if the corresponding variable has exceeded the corresponding protection level continuously during the corresponding disconnection time. The model does not include any reconnection of a tripped WT.

To use a definite – time relay model, a single pair of co-ordinates can be defined in lookup tables. To use specific tripping profiles, the user can enter as many pairs of co-ordinates as required in lookup tables.



NOTE The model parameter f_n is included in the global parameter list Table 1.

Figure 40 – Block diagram for u-f measurement

6 Specification of validation procedure

6.1 Overview

The objective of Clause 6 is to specify the standard procedure to validate a WT simulation model against tests on the WT in concern.

The validation procedure is valid for fundamental frequency simulation models. The validation procedure shall be applied to the WT simulation models specified in Clause 5. The validation procedure can also be applied for other fundamental frequency WT models, e.g. manufacturer- or project specific models.

The possible model accuracy according to the validation procedure specified in Clause 6 is limited because of inevitable simulation errors and measurement errors. For the models specified in Clause 5, the possible accuracy is further limited because the models are generic and thus cannot represent as many details as manufacturer specific models. This is further described in Annex B.

The validation procedure is not specifying model to model validation. However, in the case of similar WT's, validations of one model can be extended to also cover these WT's provided proper justification from the WT manufacturer.

NOTE There are cases where due to maintenance, different site conditions, up-rating or upgrading of equipment, certain mechanical parts of the WT may be changed. Typical examples are the installation of a new gear-box, changing the blades or their length, and changing tower heights. Such changes to the mechanical parts of the WT will typically not have a significant impact on the electrical transient behaviour of the WT generator. In this respect, WT's are considered similar if both the WT type and its control schemes are the same, and if all the specific hardware having impact on the WT transient behaviour is the same (i.e. converter, crowbar, brake chopper and any other voltage dip specific protection). Other examples of similar WT's in relation to model validation are WT's with different transformer primary side voltage ratings, WT's with different rotor diameters, WT's with different component manufactures, and WT's with different nominal values.

The justification from the manufacturer can be achieved through the use of a detailed 3-phase equipment specific model. In such cases, where it can be established through detailed simulations that the material changes have not significantly affected the electrical behaviour of the unit, there is no need to perform new field tests and measurements.

The description of the model validation procedure is organised in the following clauses:

- 6.2 gives the general specifications for the validation procedure.
- 6.3 describes the validation procedure in detail

6.2 General specifications

The validation procedure has been developed with the following specifications in mind:

- The results of the validation procedure shall be appropriate for quantifying the simulation model accuracy with the purpose of being applied in various grid stability evaluations and planning studies.
- The validation procedure is based on WT tests according to IEC 61400-21. The validation procedure does not define any additional tests or test procedures, but relies solely on the procedures given in IEC 61400-21 for such tests.
- In the case of already existing test results (obtained prior to the release date of this standard), other tests, covering the same operational range of the WT as the ones specified in the IEC 61400-21 can be accepted for the validation provided that these results are performed and documented according to the requirements for such results in the IEC 61400-21.
- The validation procedure shall include at least the following WT functional characteristics:
 - Validation of the simulation model response to tested voltage dips.
 - Validation of the simulation model response to tested step changes¹⁵ in reference values.
 - Validation of the simulation model grid protection functionality.
- The model and test must refer to the same WT terminals to ensure that measurements and simulations refer to the same point. According to IEC 61400-21, the WT terminals are defined by the manufacturer and thus can be either:
 - 1) the low voltage side of the WT transformer, or
 - 2) the high voltage side of the WT transformer.
- To comply with the validation procedure, simulated positive sequence values shall be validated against the measured positive sequence values. For models including negative sequence components, the simulated negative sequence components shall be validated against the measured negative sequence components in addition to the validation of the positive sequence components.
- A testing plan shall be compiled for every measurement used for the validation.
- The results of the validation procedure shall be:
 - Time series of measured and simulated fundamental frequency quantities
 - Time series of errors between simulated and measured fundamental frequency currents and voltages
 - Mean error, mean absolute error and maximum error in pre-fault, during-fault and post-fault windows of voltage dips
 - Measured and simulated response time, rise time and settling time of reference point changes.
 - Measured and simulated protection levels and disconnection times of grid protection.
 - Specification of the application range¹⁶ of the validated simulation model

¹⁵ The specified procedure for validation of step changes assumes that the controller has an integral term ensuring that the reference value will be reached.

¹⁶ "Application range" means the situations where the electrical simulation model is applicable.

- Sampling of information and data for visualization shall be performed with a sampling time of 10 ms or better. Visualisation of measured and simulated data shall be in accordance with IEC 61400-21, as fundamental positive and negative phase sequence systems or zero phase sequence system are required.
- In order to calculate the deviation between simulated and measured values a mutual time base shall be established for the two data sets. A joint time base might be obtained via time synchronization, decimation or interpolation between sampled values.
- Any observed high-frequency phenomena that is of electromagnetic origin and lasts for e.g. less than 1 cycle shall be neglected as it is out of scope for the simulation models specified. For example high-frequency, damped oscillations, such as transformer inrush currents that have second harmonic and above, that are outside of the frequency range of interest for stability studies.
- If a measured value does not have a corresponding simulated value, an interpolated value shall be used, in order to create a data set of errors.
- The measured, processed and simulated values shall be presented, in per unit values, taking the nominal value of the nominal active power, and the nominal voltage in the point of measurement as the base for calculation of the per unit parameters according to definitions in Clause 4.2.
- The validation may be performed in one of two general approaches. In the first approach, one would model the WT systems and also have an equivalent representation of the grid and the interface between the WT and the grid. In the second approach (sometimes referred to as a 'play-back' approach) only the WT system is modelled and one of the measured signals (typically voltage) is played-back into the model while the response of the other measured quantities (typically active and reactive current, and active and reactive power) of the WT generator are validated against the simulated response of the model¹⁷.

6.3 Validation procedure

6.3.1 Voltage dips

6.3.1.1 Measurement inputs

IEC 61400-21 specifies the test cases for voltage dips¹⁸. Each case of tested balanced and unbalanced¹⁹ fault size and durations shall be validated by at least one measurement. The following inputs are required from each voltage dip test of the WT according to IEC 61400-21:

- Time series of measured fundamental frequency positive sequence voltage and active and reactive currents.
- Additional time series of measured fundamental frequency negative sequence voltage and active and reactive currents if the model is able to simulate the negative sequence components.
- Time t_{fault} when the fault is initiated²⁰.

¹⁷ Full grid simulation validation method is required in order to demonstrate the model stability. Play-back validation method reduces the uncertainties due to grid and test equipment models is recommended for assessing the model accuracy. The play-back method should be used with care when validating voltage control.

¹⁸ IEC 61400-21:2008 specifies 6 test cases of voltage dip including balanced and unbalanced faults according to Table 1 of IEC 61400-21:2008. Each test case is characterized by the number of affected phases, and the size and duration of the voltage dip. Future editions of IEC 61400-21 may specify different voltage dip test cases.

¹⁹ Note: Positive sequence models have the limitation of not giving response to negative and zero sequence components.

²⁰ The intention is to identify the first time when the short-circuit occurs in one of the phases.

- Time t_{clear} when the fault clearance is initiated²¹.

All measurements shall be referenced to the WT terminals.

6.3.1.2 Signal processing

To ensure that the validation is reflecting the actual properties of the model considering the specifications given in 5.2 on the bandwidth of such models, a signal processing procedure is defined. The signal processing procedure is illustrated in Figure 41 for the "play-back" method and in Figure 42 for the "full grid simulation" method.

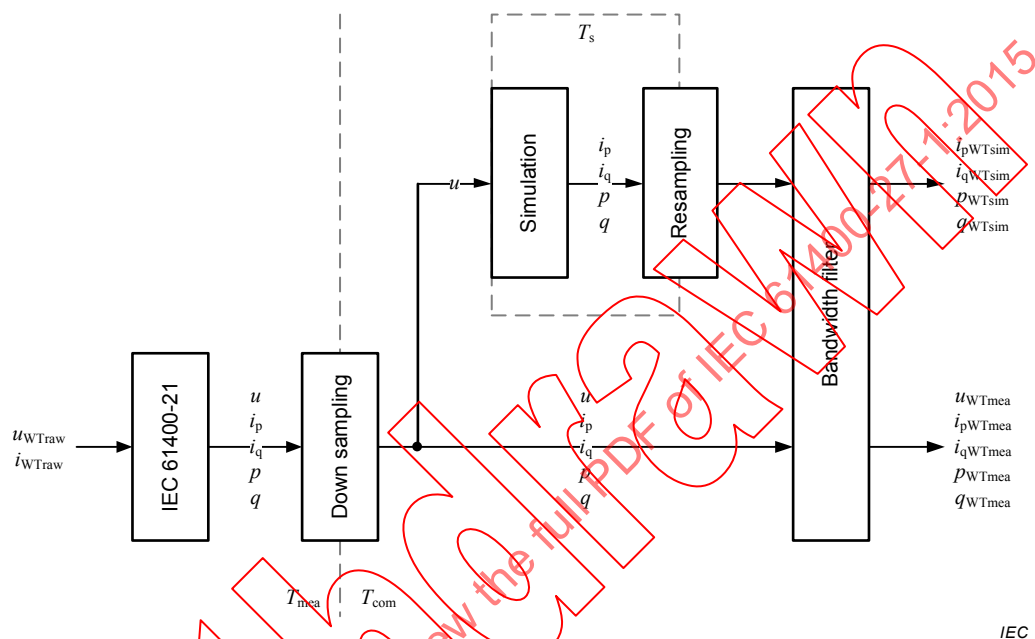


Figure 41 – Signal processing structure with "play-back" method applied.

²¹ The intention is to identify the first time when the short-circuit is cleared in one of the phases.

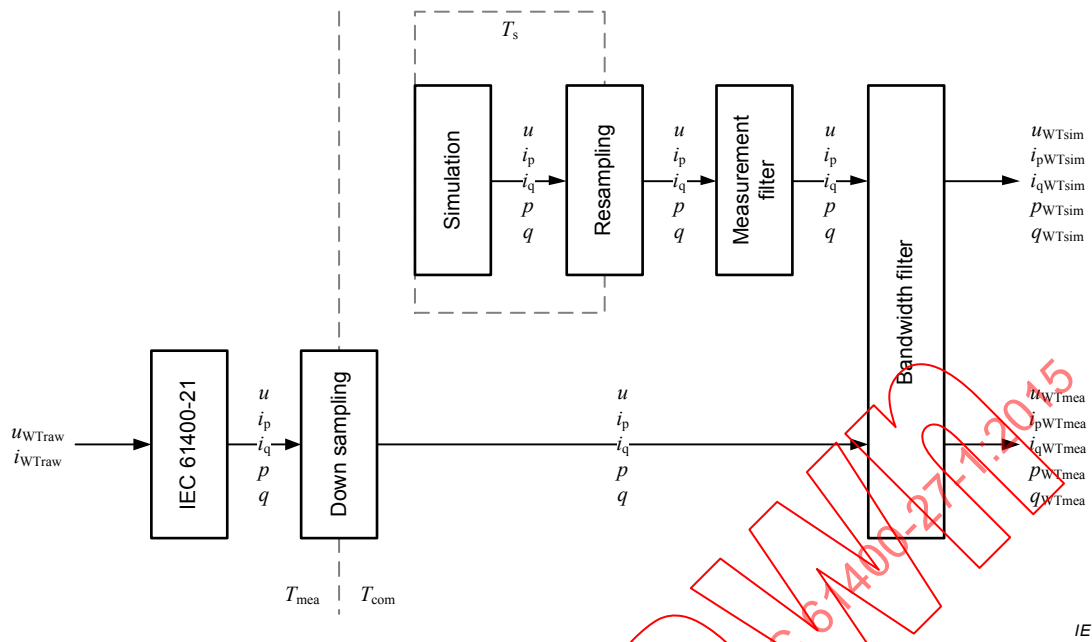


Figure 42 – Signal processing structure with "full grid simulation" method applied.

In the figures T_{mea} is the sample rate of the raw measured data (current and voltage waveforms), T_{com} is the common sample time used to compare measured and simulated values and T_s is the integration time step of the simulation model under evaluation. For fixed integration time step models T_{com} is equal to T_s . For solvers using variable integration time steps, the simulation model output needs to be re-sampled to T_{com} for the final validation.

The down sampling from T_{mea} to T_{com} , can be done as an integrated part of the positive and – if demanded – negative sequence calculation in the block IEC 61400-21²².

The "Bandwidth Filter" incorporated in the signal processing structure shall be implemented as a second order critically damped filter according to the description in Annex C using a cut off frequency, f_{cut} of 15 Hz corresponding to the bandwidth of the models specified in clause 5.2.

The "Measurement filter" incorporated in the "full grid simulation" signal processing structure shall be implemented as a moving average with one line period average time. This filter on the simulations matches the filtering of the measurements due to the fundamental frequency calculations according to IEC 61400-21²³.

For each WT terminal variable x to be validated (u_{WT} , i_{pWT} , i_{qWT} , p_{WT} and q_{WT}), the time series of the error $x_E(n)$ is derived from the processed measured time series $x_{mea}(n)$ and simulated time series $x_{sim}(n)$ according to

$$x_E(n) = x_{sim}(n) - x_{mea}(n) \quad (2)$$

²² Using the fundamental frequency methods described IEC 61400-21 for the measurement calculation, the bandwidth of T_{mea} is assumed to be low enough to avoid any considerable aliasing due to the down sampling.

²³ The "Measurement filter" is not included in the play-back signal processing structure because the input voltage disturbance is the measured voltage, which is already filtered according to IEC 61400-21.

All the outputs from the signal processing structure are in per unit values, taking the nominal value of the parameter as the base of the calculation as defined in Clause 3.

From these time series of errors, three different characteristic quantities shall be extracted from each time window defined, for each of the variables considered in the validation:

The maximum error (MXE) is mainly focused on giving a measure of the transient performance of the model, but can also indicate large errors in "steady state" performance. The maximum error incorporates a maximum absolute tolerance band for the model within the required bandwidth of the model.

The mean error (ME) is concerned with the steady state performance of the model – both in the time before- and after the fault as well as the steady state period within the fault. The mean error incorporates an absolute tolerance band on the energy deviation between measured and simulated results

The mean absolute error (MAE) is concerned with the steady state performance of the model – both in the time before- and after the fault as well as the steady state period within the fault. The mean error incorporates an absolute tolerance band on the mean deviation between measured and simulated results.

The maximum error x_{MXE} in a time window with N time steps is calculated as the maximum value of the absolute errors over the entire window according to

$$x_{MXE} = \max(|x_E(1)|, |x_E(2)|, \dots, |x_E(N)|) \quad (3)$$

The mean error x_{ME} in a time window is calculated as the mean value of the error over the entire window according

$$x_{ME} = \frac{\sum_{n=1}^N x_E(n)}{N} \quad (4)$$

The mean absolute error x_{MAE} in a time window is calculated as the mean value of the absolute error over the entire window according to

$$x_{MAE} = \frac{\sum_{n=1}^N |x_E(n)|}{N} \quad (5)$$

6.3.1.3 Windows specification

In order to validate the model performance for a given test, the measurement data shall be divided into three adjacent windows as shown in Figure 43.

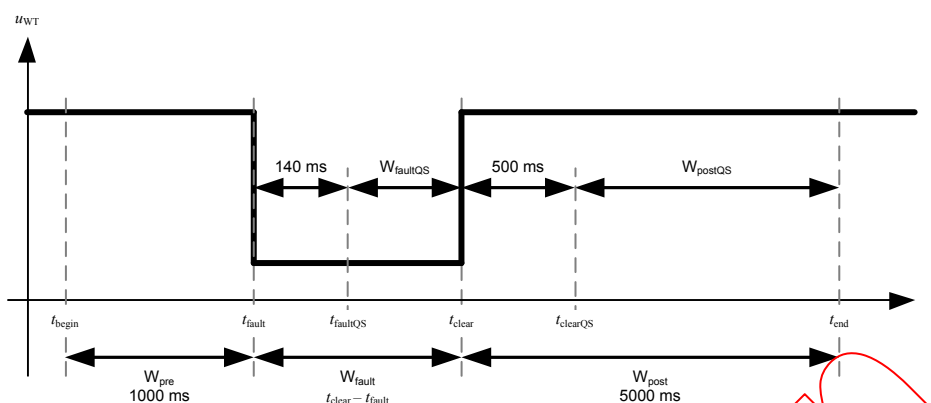


Figure 43 – Voltage dip windows

The three windows are defined as:

- W_{pre} is the pre-fault window covering the time period from t_{begin} to t_{fault} .
- W_{fault} is the fault window covering the time period from t_{fault} to t_{clear} .
- W_{post} is the post-fault window covering the time period from t_{clear} to t_{end} .

where generally $t_{begin} = t_{fault} - 1000 \text{ ms}$ and $t_{end} = t_{clear} + 5000 \text{ ms}$.

NOTE In case of the switching of a serial impedance prior to the fault, t_{begin} should start after the transients corresponding to the switching event have decayed.

t_{fault} and t_{clear} are followed by transient time periods with measured electromagnetic transients which are not included in fundamental frequency models. Instead of quantifying the maximum transient errors in W_{fault} and W_{post} , xMXA is used to quantify the maximum absolute errors in the following quasi steady state sub-windows:

- $W_{faultQS}$ is the quasi steady state part of the fault window covering the time period from $t_{faultQS}$ to t_{clear} , where $t_{faultQS} = t_{fault} + 140 \text{ ms}$ ²⁴
- W_{postQS} is the quasi steady state part of the post-fault window covering the time period from $t_{clearQS}$ to t_{end} , where $t_{clearQS} = t_{clear} + 500 \text{ ms}$ ²⁵

The calculated error values and calculation windows are summarised in Table 30.

Table 30 – Windows applied for error calculations

Period	x_{MXE}	x_{ME}	x_{MAE}
Pre-fault	W_{pre}	W_{pre}	W_{pre}
Fault	$W_{faultQS}$ ^a	W_{fault}	$W_{faultQS}$
Post fault	W_{postQS}	W_{post}	W_{post}
^a If W_{fault} is less than 280 ms and consequently $W_{faultQS}$ is less than 140 ms for a specific case, then xMAXE shall not be calculated in the fault period for that case.			

²⁴ The exclusion of the first 140 ms of W_{fault} from $W_{faultQS}$ is mainly due to the limitation of the model to replicate the DC-component of the generator flux.

²⁵ The exclusion of the first 500 ms of W_{post} from W_{postQS} is due to the limitation of the model. The accuracy of the reactive power is affected by transformer inrush, which could in some cases be longer than 500 ms. The accuracy of the active power recovery is affected by non-linear aerodynamic effects and wind speed fluctuations.

6.3.1.4 Results

All performed test cases shall be documented as described in Annex A as an outcome of the validation test process.

6.3.2 Reference point changes

6.3.2.1 Measurement data

IEC 61400-21 specifies test cases for changes in WT reference points²⁶. Each case of tested reference value change shall be validated by at least one measurement. The following inputs are required from IEC 61400-21 for each step case of each reference value tested according to IEC 61400-21.

- Time series of measured fundamental frequency positive sequence components of the variable which reference point change is tested
- Time series of measured fundamental frequency positive sequence voltage.
- Time series of measured reference value synchronised with the response time series

The validation measurement time window starts 1 s prior to the reference point change and ends 1 s after the settling time.

6.3.2.2 Simulation model setup

The following data is input for the simulation model:

- Time series of measured reference value
- System voltage

6.3.2.3 Results

A simulation must be done for each considered measured reference point change. The reaction time, rise time and settling time of the simulations and measurements shall be calculated as described in Annex D for test cases where these measures are applicable.

NOTE The reaction time, rise time and settling time are only applicable measures for test cases where step changes are applied to the reference point and the response controller includes an integral term.

All performed test cases shall be documented as described in Annex A as an outcome of the validation test process.

6.3.3 Grid protection

6.3.3.1 Measurement inputs

At least one test of over voltage protection, under voltage protection, over frequency protection and under frequency protection shall be used in the validation. The following inputs are required from IEC 61400-21 for protection function:

- Measured trip level
- Measured disconnection time

²⁶ IEC 61400-21:2008, Figure 1, specifies 5 test cases of step change in active power reference point. Only the cases where the available aerodynamic power exceeds the reference power shall be used for validation, so normally only 3 of the 5 specified step cases are relevant. IEC 61400-21:2008, Figure 2, also specifies 3 test cases of step change in reactive power reference point. Future editions of IEC 61400-21 may specify other reference point test cases, for instance for voltage control. It should be noted that only reference points that are available from the wind turbine controller can be tested and subsequently used for model validation.

6.3.3.2 Simulation procedure

IEC 61400-21 separates the test procedure into a first part, which detects the protection levels and a second part which measures the corresponding disconnection times. The validation procedure in IEC 61400-27-1 requires simulations corresponding to the measurement of disconnection times. Those simulations are used to validate protection levels as well as disconnection times.

The following procedure shall be applied to validate the protection test:

a) Over voltage protection test:

The relay time and level in the model shall be verified by the following two steps:

- 1) With the simulations started at nominal voltage and frequency, apply a voltage step to 1 % above the set trip level and let the simulation continue until the model trips. Record the time from the step in the voltage and until the model trips.²⁷
- 2) With the simulation started at nominal voltage and frequency, apply voltage step to 1 % below the set trip level and let the simulation continue until the relay time setting plus an offset²⁸. The model protection system should not trip.

b) Under voltage protection test:

The relay time and level in the model shall be verified by the following two steps:

- 1) With the simulations started at nominal voltage and frequency, apply a voltage step to 1 % below the set trip level and let the simulation continue until the model trips. Record the time from the step in the voltage and until the model trips.
- 2) With the simulation started at nominal voltage and frequency, apply voltage step to 1 % above the set trip level and let the simulation continue until the relay time setting plus an offset²⁸. The model protection system should not trip.

c) Over frequency protection test:

The relay time and level in the model shall be verified by the following two steps:

- 1) With the simulations started at nominal voltage and frequency, apply a frequency change to 0,1 Hz above the set trip level and let the simulation continue until the model trips. Record the time from the frequency change and until the model trips.
- 2) With the simulation started at nominal voltage and frequency, apply frequency change 0,1 Hz below the set trip level and let the simulation continue until the relay time setting plus an offset²⁸. The model protection system should not trip.

d) Under frequency protection test:

The relay time and level in the model shall be verified by the following two steps:

- 1) With the simulations started at nominal voltage and frequency, apply a frequency change to 0,1 Hz below the set trip level and let the simulation continue until the model trips. Record the time from the frequency change and until the model trips.
- 2) With the simulation started at nominal voltage and frequency, apply frequency change 0,1 Hz above the set trip level and let the simulation continue until the relay time setting plus an offset²⁸. The model protection system should not trip.

6.3.3.3 Results

All measurements recorded shall be documented as described in Annex A as an outcome of the validation test process.

²⁷ Significant over-voltage can result in non-fundamental voltage components that affect the real protections, but are not modelled in the fundamental frequency positive sequence simulations.

²⁸ The offset shall be smaller than the difference of the tested relay time setting and the next relay time setting.

Annex A (informative)

Validation test documentation

A.1 General

The annex gives suggestions for the reporting of results of WT model validation according to Clause 6.

In addition to the test report, measured values and simulated values shall be provided – if required – as files with time series values in a standardized file format – e.g. COMTRADE or UFF format.

A.2 Simulation model and validation setup information

For the simulation model and validation setup the information given in Table A.1 shall be presented:

Table A.1 – Required information about simulation model and validation setup

Request	Description
Type of model	Reference to name of models in this standard or other models
Parameter set used	To be attached to the report
Description of validation setup	Play-back or full grid simulation method used?

Additional information to be used – if full grid simulation method is used, is given in Table A.2:

Table A.2 – Additional information required if full grid method is applied

Request	Description
Information about the test equipment	Type of equipment (e.g. short circuit impedance or full scale converter, fault recorder). Key data for equipment, e.g. series and short-circuit impedances.
Information about the grid where WT and test equipment is connected to.	Voltage level and short-circuit impedance information incl. X to R ratio.

With the information above it shall be possible to reproduce the validation results.

A.3 Template for validation test results

A.3.1 General

There shall be reported a set of figures and tables for each case as defined in Clause 6. The reporter should fill in the empty fields in the tables and insert the graphics at the Figure captions.

A.3.2 Voltage dips

For each voltage dip validation test case, measured and simulated values and errors shall be presented in the following graphs:

Figure A.3.1.a. Time series of measured and simulated positive sequence voltage.

Figure A.3.1.b. Time series of measured and simulated positive sequence active current.

Figure A.3.1.c. Time series of measured and simulated positive sequence reactive current.

Figure A.3.1.d. Time series of calculated absolute error of active and reactive current.

The X axis shall include the complete measured and simulation sequence from 1 s prior to the applied voltage dip and at least 5 s after the applied voltage dip sequence

The Y axis shall be linear and shall include the complete measured and simulated per-unit values.

The voltage dip validation results for all the test cases shall be summarized in Table A.3 using per-unit values:

Table A.3 – Validation summary for voltage dips

Case description	Window	Active power			Reactive power			Active current			Reactive current		
		MA	ME	MAE	MA	ME	MAE	MA	ME	MAE	MA	ME	MAE
Case dependent information such as pre-fault voltage, estimated grid impedance and test equipment settings such as short circuit impedance if used	prefault												
	fault												
	postfault												

A.3.3 Reference point changes

For each reference point change validation test case, measured and simulated values and errors shall be presented in the following graphs:

Figure A.3.2.a. Time series of set points values, as well as the measured and simulated positive sequence active power.

Figure A.3.2.b. Time series of set points values, as well as the measured and simulated positive sequence reactive power

Figure A.3.2.c. Time series of measured and simulated positive sequence active current.

Figure A.3.2.d. Time series of measured and simulated positive sequence reactive current.

Figure A.3.2.e. Time series of calculated absolute error.

The X axis shall include the complete measured and simulation sequence from 1 s prior to the applied active and reactive power control sequence and at least 1 s after the settling time.

The Y axis shall be linear and shall include the complete measured and simulated per-unit values.

The validation results for all the reference point change test cases shall be summarized in Table A.4 using per-unit values:

Table A.4 – Validation summary for reference point changes

Case description	Rise time		Reaction time		Settling time	
	Measured	Simulated	Measured	Simulated	Measured	Simulated

A.3.4 Grid protection

For each grid protection validation test case, the applied setpoint, measured and simulated per-unit values shall be summarized in Table A.5:

Table A.5 – Validation summary for grid protection

Case description	Protection level			Protection disconnection time		
	setpoint	measured	simulated ^a	setpoint	measured	simulated
Over voltage						
Under voltage						
Over frequency						
Under frequency						

^a The protection level is not detected but only validated by the simulations. The protection level setpoint used in the simulations should be stated in this column.

^a The protection level is not detected but only validated by the simulations. The protection level setpoint used in the simulations should be stated in this column.

Annex B (normative)

Limits to possible model accuracy

B.1 General

The objective of this annex is to describe limits to possible model accuracy of the generic models specified in this standard. Since the assessment of the model accuracy is based on comparisons between simulations and measurements, this annex includes a description of inevitable simulation errors as well as measurement errors.

B.2 Inevitable simulation errors

The accuracy of the generic simulation models defined in this standard is limited, due to the simplifications that have been applied with the aim of obtaining models compatible with power system transient stability simulations and in order to make the model suitable for representing a wide range of different WT technologies and configurations. To this respect, it is expected that the accuracy obtained by these models may vary when representing different WT technologies, configurations and specific controls. Therefore, differences in the accuracy of two different WTs represented by the same generic model type may mean that the generic model is more similar or easier to adapt to one of the WTs' real topology and do not necessarily mean that the model with less accuracy has not been tuned properly.

If the measurements are made on the high voltage side of the transformer, then the transformer model must be included in the WT model. In this case electromagnetic phenomena (such as non-linearity) may be introduced into the measurement signals that are a consequence of the electromagnetic behaviour of the transformer. These phenomena are not of interest for stability analysis (see model specifications in 6.2). Thus, these phenomena cannot be emulated by the models developed here and thus the assessment of the model must account for the added uncertainty due to the WT transformer.

B.3 Measurement errors

In the process of model validation, there is always a requirement to measure data, whether from actual field tests at a power plant or factory tests of the equipment. This data is then used to compare with simulations using the model to be validated. It is important to understand the limitations and errors that are introduced by measurement. These can be broadly categorized as follows:

- Most measurement potential transformers (PTs) and current transformers (CTs) will have a tolerance of at least 0,01 p.u. (or more). In addition, errors from the analogue to digital conversion of the measurements (this can introduce both phase and magnitude errors, as can also the measurement PTs and CTs) can occur in recording the data. These can lead to cumulative errors in the range of 0,02 p.u. to 0,03 p.u. in the measured active and reactive power, and voltages.
- For fast transients (high frequency components) additional errors can occur due to bandwidth limitations in transducers and measurement equipment.
- The measurement and control equipment used in the wind power plant controls does not usually have the same accuracy as calibrated measurement equipment – this can lead to an additional error in the range of 0,01 p.u..
- When designing equipment, all electrical (and mechanical) components will have associated design tolerances. Thus, the generation equipment parameters can easily have tolerances of the order of magnitude of 0,05 p.u..

- There are aspects of equipment behaviour, such as magnetic saturation and hysteresis, that cannot be accurately modelled nor their effects totally eliminated from measurement.
- One further issue is a need to convert from instantaneous 3-phase to RMS quantities for comparison with stability models. There is some error introduced by this process – plus the fact that the RMS values may have a fundamental frequency component under non-symmetrical conditions which must be filtered.

The cumulative effect of all these potential sources of error can lead to as much as 0,03 p.u. to 0,05 p.u. error in the calculated real and reactive power, and measured voltage and currents. In some cases, due to the inability to capture certain physical phenomena, the errors may be even higher. As such, one must be cognizant of these facts and not require a match between measurement and simulation that is unreasonable.

Withdrawing
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-27-1:2015

Annex C (normative)

Digital 2nd order critically damped low pass filter

This annex describes the procedure for implementation of a digital 2nd order critically damped filter.

A second order critically damped filter with cutoff frequency f_{cut} has the transfer function

$$H(s) = \frac{\omega_{\text{cut}}^2}{s^2 + 2\omega_{\text{cut}}s + \omega_{\text{cut}}^2} \quad (\text{C.1})$$

where

$$\omega_{\text{cut}} = 2\pi f_{\text{cut}} \quad (\text{C.2})$$

The digital implementation of this filter uses the discrete input time series $x_i = x(iT)$ with discrete time steps T . Using the standard bilinear transformation from analogue to discrete time steps, the discrete output time series y_i is given as follows:

$$y_i = \sum_{k=0}^2 A_k x_{(i-k)} - \sum_{k=1}^2 B_k y_{(i-k)} \quad (\text{C.3})$$

The coefficients for the equation are:

$$\begin{aligned} A_0 &= \frac{(T\omega_{\text{cut}})^2}{(T\omega_{\text{cut}})^2 + 4T\omega_{\text{cut}} + 4} \\ A_1 &= 2A_0 \\ A_2 &= A_0 \\ B_1 &= \frac{2 \cdot (T\omega_{\text{cut}})^2 - 8}{(T\omega_{\text{cut}})^2 + 4T\omega_{\text{cut}} + 4} \\ B_2 &= \frac{(T\omega_{\text{cut}})^2 - 4T\omega_{\text{cut}} + 4}{(T\omega_{\text{cut}})^2 + 4T\omega_{\text{cut}} + 4} \end{aligned} \quad (\text{C.4})$$

To avoid initial transients, the filter should be initialised using the first input sample x_0 as follows:

$$y_{-2} = y_{-1} = x_{-2} = x_{-1} = x_0 \quad (\text{C.5})$$

Annex D (informative)

Simplified plant level model

D.1 General

NOTE This informative annex will be superseded by IEC 61400-27-2²⁹ as soon as it is released.

Modern wind power plants (WPs) may consist of tens to hundreds of individual wind turbines (WTs). Usually a supervisory control at plant level is applied to regulate the terminal behaviour of the complete WP, by dispatching commands for active and reactive power or voltage control to the individual WT generators. Standard plant level controllers are planned to be described in IEC 61400-27-2. It is recognized, however, that for the WT models described in Clause 5 of this standard to be usable for the simulation of large WPs, a rudimentary representation of plant level controls in the modelling is required already now. A simplified plant control model is therefore described in this informative annex. It includes a model for voltage and reactive power control, and a model for active power and frequency control.

D.2 Area of application

The simplified plant control model described in this informative annex only covers voltage and/or reactive power control features, as these are considered most important for application in large-scale power system transient stability studies.

The models described in this informative annex are intended to be used with Type 3 (see 5.5.4) and Type 4 (see 5.5.5) WT generator models. These types are based on power electronic converters and have therefore the ability to continuously control their terminal voltage. Type 1 and Type 2 WT generators do not have this ability.

The typical use envisaged for this plant control model is where the whole WP is represented in an aggregated fashion by a single turbine model instance. An appropriate equivalent of the collector system is then required.

D.3 Voltage and reactive power controller model description

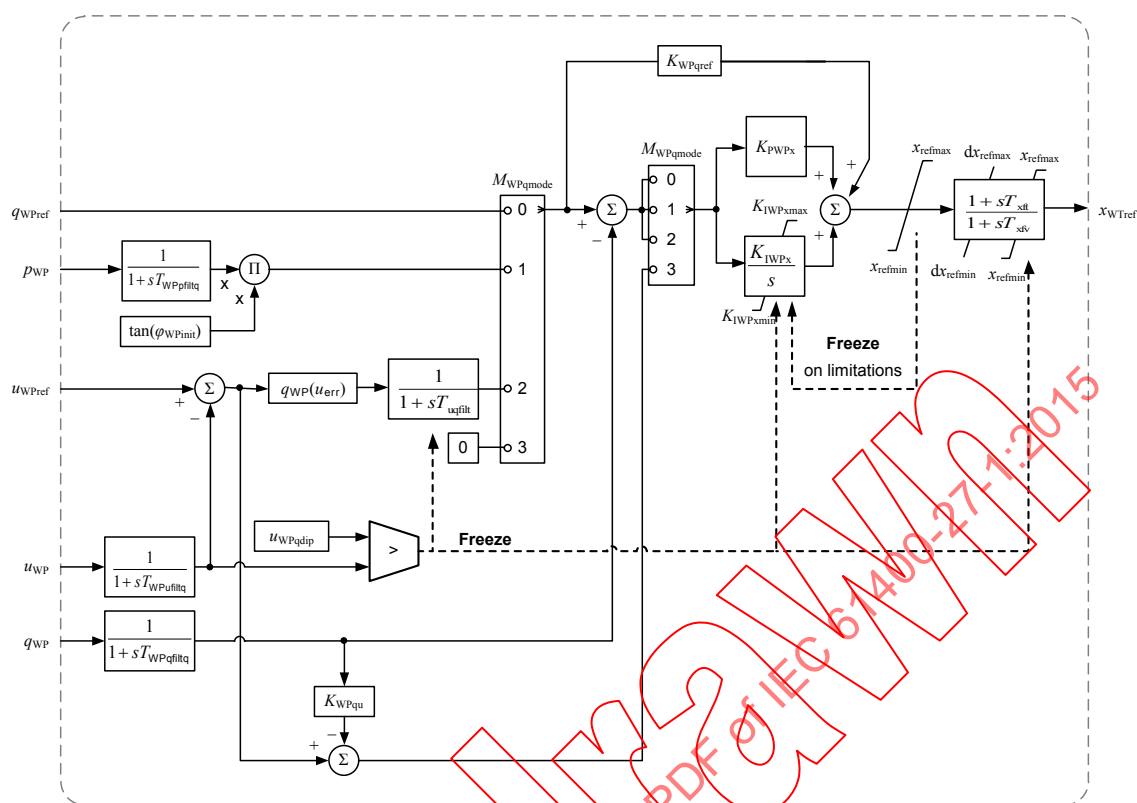
Figure D.1 shows the block diagram for the plant controller part of the reactive power control. The parameters for this model are shown in Table D.1. The plant controller outputs the WT reference signal x_{WTref} , which can be used as input to the WT Q control model in Figure 35. Note that x_{WTref} can be either a reactive power reference or a voltage reference depending on the configuration of the WT.³⁰

²⁹ Under consideration.

³⁰ Note that 4 Load-flow – option need to be evaluated depending on the settings of the turbine defined by the switch M_u (see Figure 35) which decides if reference values from the plant controller to the turbine are interpreted as voltage or reactive power reference values and the settings of M_{WPU} of the plant controller (see Figure E.1) which describes voltage if reactive power reference to the plant controllers are active.

Table D.1 – Parameters used in the voltage and reactive power control model

Symbol	Base unit	Description	Category
x_{refmax}	P_n or U_n	Maximum x_{WTref} (q_{WTref} or Δu_{WTref}) request from the plant controller	Case
x_{refmin}	P_n or U_n	Minimum x_{WTref} (q_{WTref} or Δu_{WTref}) request from the plant controller	Project
T_{xft}	s	Lead time constant in reference value transfer function	Project
T_{xlv}	s	Lag time constant in reference value transfer function	Project
K_{PWPx}	-	Plant Q controller proportional gain	Project
K_{IWPx}	s^{-1}	Plant Q controller integral gain	Project
K_{WPqu}	$\frac{U_{\text{WPn}}}{P_{\text{WPn}}}$	Plant voltage control droop	Project
T_{WPufiltq}	s	Filter time constant for voltage measurement	Project
T_{WPqfiltq}	s	Filter time constant for reactive power measurement	Project
T_{WPpfiltq}	s	Filter time constant for active power measurement	Project
T_{uqfilt}	s	Filter time constant for voltage dependent reactive power	Project
u_{WPqdip}	U_{WPn}	Voltage threshold for UVRT detection in q control	Project
$q_{\text{WP}}(u_{\text{err}})$	U_n/P_{WPn}	Look up table for the UQ static mode	Project
K_{WPqref}	P_{WPn}/P_n	Reactive power reference gain	Project
K_{IWPxmax}	$P_{\text{WPn}}/P_n/s$	Maximum reactive Power/voltage reference from integration	Project
K_{IWPxmin}	$P_{\text{WPn}}/P_n/s$	Minimum reactive Power/voltage reference from integration	Project
dx_{refmax}	P_{WPn}/s	Maximum positive ramp rate for WT reactive power/voltage reference	Project
dx_{refmin}	P_{WPn}/s	Maximum negative ramp rate for WT reactive power/voltage reference	Project
M_{WPqmode}	-	Reactive power/voltage controller mode (0 –reactive power reference, 1- power factor reference, 2- UQ static, 3 voltage control)	Case



IEC

Figure D.1 – Block diagram for WP reactive power controllers

$\tan(\varphi_{WPinit})$ shall be set by the load flow.

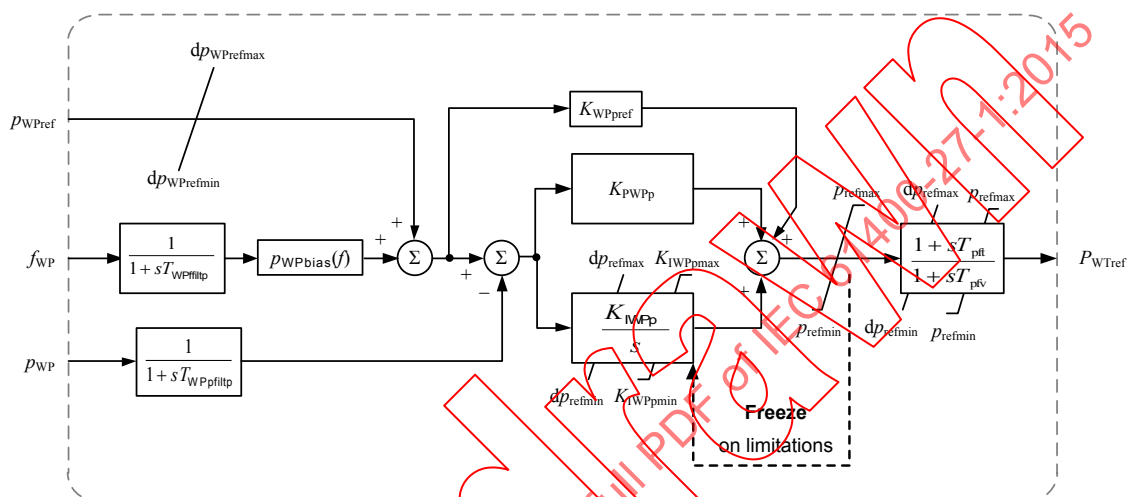
D.4 Frequency and active power controller model description

Figure D.2 shows the block diagram for the plant controller part of the active power control. The parameters for this model are shown in Table D.2. The plant controller outputs the WT reference signal P_{WTref} which can be used as input to the WT P control models in Figure 31, Figure 33 and Figure 34.

Table D.2 – Parameters used in the frequency and active power control model

Symbol	Base unit	Description	Category
$T_{WPpfiltp}$	s	Filter time constant for active power measurement	Project
$T_{WPffiltp}$	s	Filter time constant for frequency measurement	Project
$P_{WPbias}(f)$	$P_{nWF}(f_n)$	Power vs. frequency lookup table	Project
$dp_{WPrefmax}$	P_{WPn}/s	Maximum positive ramp rate for WP power reference	Project
$dp_{WPrefmin}$	P_{WPn}/s	Maximum negative ramp rate for WP power reference	Project
K_{WPpref}	P_{WPn}/P_n	Power reference gain	Project
K_{PWPp}	-	Plant P controller proportional gain	Project
K_{IWPp}	s^{-1}	Plant P controller integral gain	Project
T_{pft}	s	Lead time constant in reference value transfer function	Project
T_{pfv}	s	Lag time constant in reference value transfer function	Project
dp_{refmax}	P_n/s	Maximum ramp rate of p_{WTref} request from the plant controller to the WTs	Case
dp_{refmin}	P_n/s	Minimum (negative) ramp rate of p_{WTref} request from the	Project

Symbol	Base unit	Description	Category
		plant controller to the WTs	
p_{refmax}	P_n	Maximum p_{WTref} request from the plant controller to the WTs	Project
p_{refmin}	P_n	Mainimum p_{WTref} request from the plant controller to the WTs	Project
K_{IWPpmax}	-	Maximum PI integrator term	Project
K_{IWPpmin}	-	Minimum PI integrator term	Project



IEC

Figure D.2 – Block diagram for WP active power controller

For P control Type 3 in Figure 31, p_{WTref} should always be equal to or lower than p_{avail} defined in Table 10.

Annex E (informative)

Two-dimensional aerodynamic model

E.1 Objective

This annex derives a two-dimensional aerodynamic model and specifies how to initialise the parameters of the model.

E.2 Model approach

In WT control theory, the aerodynamic power P_{aero} of a WT is usually calculated as

$$P_{\text{aero}} = \frac{1}{2} \rho \pi R_{\text{WTR}}^2 V^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (\text{E.1})$$

Here, ρ is the air density, R_{WTR} is the radius of the WT rotor, V is the wind speed and $C_p(\lambda, \theta)$ is the power coefficient, which depends on the blade pitch angle θ and the tip speed ratio λ , which is determined according to

$$\lambda = \frac{R_{\text{WTR}} \Omega_{\text{WTR}}}{V} \quad (\text{E.2})$$

where Ω_{WTR} is the rotor speed.

The aerodynamic power in per-units, $p_{\text{aero}}(v, \theta, \omega_{\text{WTR}})$, is therefore a function of the per-unit wind speed v , the pitch angle θ and the per-unit rotor speed ω_{WTR} . In the steady state corresponding to wind speed v_0 , the available aerodynamic power $p_{\text{avail}}(v_0)$ is obtained at pitch angle θ_0 and rotor speed ω_0 , i.e.

$$p_{\text{avail}}(v_0) = p_{\text{aero}}(v_0, \theta_0, \omega_0) \quad (\text{E.3})$$

Assuming constant wind speed v_0 , Taylor series are now applied to provide the linear representation for the aerodynamic power characteristics developed from the available aerodynamic power operation point $(v_0, \theta_0, \omega_0)$:

$$p_{\text{aero}} = p_{\text{avail}} + dp_{\theta}(\theta - \theta_0) + dp_{\omega}(\omega_{\text{WTR}} - \omega_0) \quad (\text{E.4})$$

The partial derivatives dp_{θ} and dp_{ω} are determined according to

$$\begin{aligned} dp_{\omega} &= \left. \frac{\partial p_{\text{aero}}}{\partial \omega_{\text{WTR}}} \right|_{v=v_0, \theta=\theta_0} \\ dp_{\theta} &= \left. \frac{\partial p_{\text{aero}}}{\partial \theta} \right|_{v=v_0, \omega_{\text{WTR}}=\omega_0} \end{aligned} \quad (\text{E.5})$$

E.3 Model parameter fits

The aerodynamic model in (E.4) shall be used with θ and ω_{WTR} as input variables and a set of case dependent parameters p_{avail} , θ_0 , ω_0 , dp_θ and dp_ω . This clause describes a set of fits, which can be used by the WT manufacturer to determine the aerodynamic model parameters for specific cases.

A typical operation trajectory of a WT as function of blade angle θ and wind speed is given in Figure E.1. Figure E.2 describes the partial derivative with respect to blade angle.

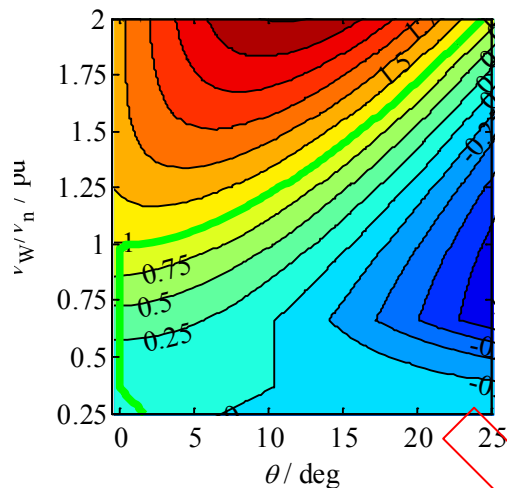


Figure E.1 – Aerodynamic power as function of blade angle θ and wind speed v

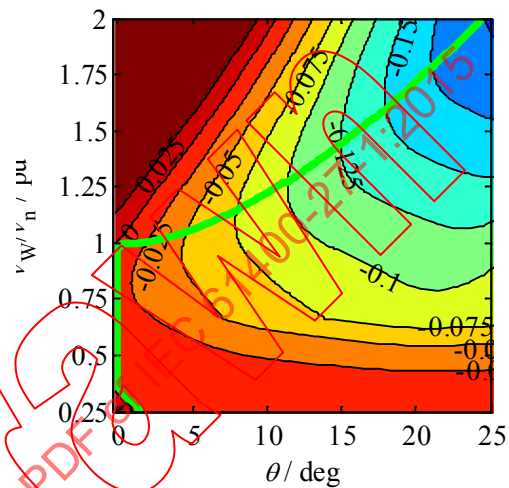


Figure E.2 – Partial derivative of power with respect to rotor speed change as function of blade angle θ and wind speed v

The partial derivative of power with respect to blade angle along the operation trajectory can be described in a very simple way as linear function with two parameters describing gain and offset as shown in Figure E.3. This representation is also valid for derated operation of the turbine.

$$dp_\theta(\theta) = K_{Aero} \theta + C_{Aero} \quad (E.6)$$

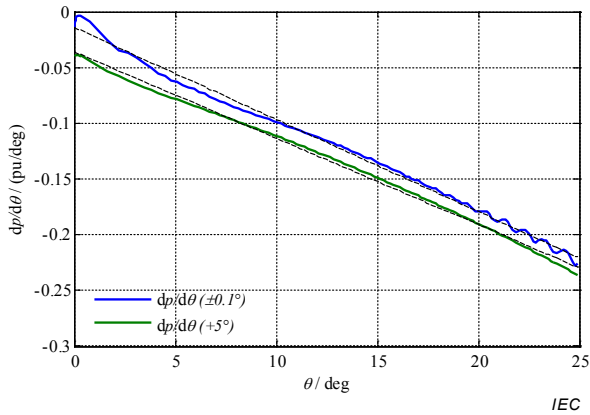


Figure E.3 – Partial derivative of power with respect to blade angle dp_{θ} as function of blade angle θ

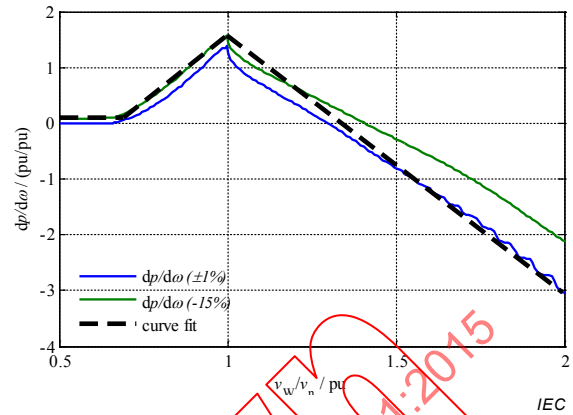


Figure E.4 – Partial derivative of power with respect to rotor speed change dp_{ω} as function of wind speed v for 1 p.u. (solid line) and 0,5 p.u. (dashed line) active power

The partial derivative of power with respect to rotor speed change along the operation trajectory is shown in Figure E.4 for operation at rated power and 0,5 p.u. rated power. The function for rated power can be approximated using the four parameters in Table E.1.

Table E.1 – Points characterising the relation between the wind speed v and the partial derivative dp_{ω}

Input (v)	0	$v_{\omega 1}$	1	2
Output (dp_{ω})	$dp_{\omega 1}$	$dp_{\omega 1}$	dp_{v1}	dp_{v2}

The impact of blade angle changes on dp_{ω} during power curtailment (derated operation) can be approximated by (E.7):

$$fdp_{v1}(\Theta) = \frac{dp_{v1}}{2\Theta_{v2}}(\Theta_{v2} - \Theta) \quad (E.7)$$

The resulting description of dp_{ω} is given in equation (E.8):

$$dp_{\omega}(v, \Theta) = \begin{cases} -\frac{dp_{v1}}{2} + dp_{\omega 1} & \text{for } v \leq v_{\omega 1} \\ -\frac{dp_{v1}}{2} + dp_{\omega 1} + \frac{v - v_{\omega 1}}{1 - v_{\omega 1}}(dp_{v1} - dp_{\omega 1}) & \text{for } v_{\omega 1} < v \leq 1 \\ \frac{dp_{v1}}{2} + (v - 1)\left(dp_{v2} - \frac{dp_{v1}}{2}\right) & \text{for } v > 1 \end{cases} \quad (E.8)$$

Since dp_{ω} is a function of wind speed, the value of the initial wind speed is needed. The relation between wind speed v and the corresponding available aerodynamic power is determined by the power curve $p_{pc}(v)$. The power curve is described using a single parameter which defines the wind speed v_{WP03} at an active power of 0.3 (see Figure E.5). Below this

wind speed, a cubic relation between wind speed and power according to (E.9) is assumed. For higher wind speeds up to nominal $v_{WP03} \leq v \leq 1$, a linear approximation is applied. Using this approach, the available aerodynamic power at wind speed v is described by

$$p_{pc}(v) = \begin{cases} \frac{0.3}{v_{WP03}^3} v^3 & \text{for } 0 < v \leq v_{WP03} \\ 1 + \frac{0.7}{1 - v_{WP03}} (v - 1) & \text{for } v_{WP03} < v \leq 1 \\ 1 & \text{for } v > 1 \end{cases} \quad (\text{E.9})$$

The relation between wind speed and blade angle is determined by the approximation (E.10):

$$\theta_0(v_0) = \begin{cases} 0 & \text{for } v_0 \leq 1 \\ \theta_{v2} \frac{4}{3} \left(1 - \frac{1}{v_0^2} \right) & \text{for } v_0 > 1 \end{cases} \quad (\text{E.10})$$

with θ_{v2} as blade angle at twice nominal wind speed (see Figure E.6)

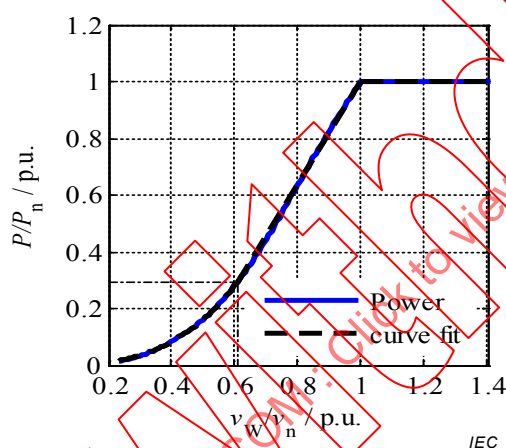


Figure E.5 – Approximation of aerodynamic power as function of wind speed

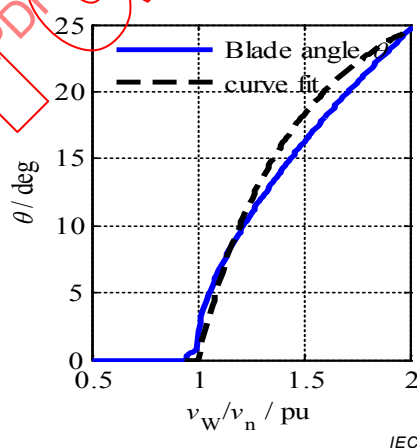


Figure E.6 – Approximation of the blade angle as function of wind speed

Summarising the fits above, the WT manufacturer can characterise the aerodynamics of a specific WT type by the parameters in Table E.2.

Table E.2 – Parameter list for the aerodynamics of a specific WT type

Symbol	Base unit	Description	Equation
v_{WP03}	V_n	Wind speed for 0.3 pu nominal power	(E.9)
C_{Aero}	$P_n / \text{deg} / V_n$	Offset for linear ∂p_θ representation	(E.6)
K_{Aero}	P_n / deg	Gain for linear ∂p_θ representation	(E.6)
$v_{\omega 1}$	V_n	Wind speed at which nominal rotor speed is reached (assuming ideal control)	(E.8)
$dp_{\omega 1}$	P_n / Ω_{base}	dp_ω below nominal rotor speed	(E.8)

Symbol	Base unit	Description	Equation
dp_{v2}	P_n / Ω_{base}	dp_ω at twice nominal wind speed	(E.8)

E.4 Use cases

E.4.1 General

In power system stability studies, it is anticipated that the user will want to use a limited number of cases characterised by the available aerodynamic power rather than the wind speed. On the other hand, it is necessary to estimate the wind speed and apply specific use cases for each model validation case to obtain sufficient accuracy depending on the individual test case.

E.4.2 Stability study use cases

The stability study use cases are characterised by the available aerodynamic power p_{avail} . Such a use case supports simulation with derated operation of the WTs receiving power reference $p_{WTref} \leq p_{avail}$ from a WP controller participating in frequency control.

It is often sufficient with a single use case with maximum available aerodynamic power, i.e. $p_{avail} = 1$. However, it is possible to supplement this case with other cases characterised by other available aerodynamic power $p_{avail} < 1$. For the stability study use case characterised by the available aerodynamic power p_{avail} , the manufacturer can calculate the case dependent parameters as follows:

- If $p_{avail} = 1$ then the manufacturer should select a wind speed $v_0 > 1$. If $p_{avail} < 1$ then v_0 can be calculated from the power curve in (E.9) setting $p_{pc}(v_0) = p_{avail}$
- $dp_\Theta = dp_\Theta(v_0)$ is calculated according to (E.6)
- $dp_\omega = dp_\omega(v_0)$ is calculated according to (E.8)
- ω_0 is calculated from the available aerodynamic power p_{avail} using the power vs. speed look-up table $\omega=f(p)$ from 5.6.5.4
- $\Theta_0 = \Theta_0(v_0)$ is determined from (E.10)

E.4.3 Validation use cases

It is more complicated to determine the model parameters in validation use cases, because the tested WT is normally not in an initial steady state due to turbulence in the wind speed. In this case, it is usually more accurate to estimate the wind speed from the power, or if the WT is operated in power limitation control mode, either because $p_{avail} = 1$ or because $p_{WTref} < p_{avail}$, then estimate the wind speed from the pitch angle.

E.5 Model initialisation at derated conditions

The model can only be used correctly if the initial power $p_{init} \leq p_{avail}$. The following procedure is applied to initialise Θ and ω_{WTR} :

- ω_{init} is calculated from initial power p_{init} using the power vs. speed look-up table $\omega=f(p)$ from 5.6.5.4.
- $\Theta_{init} = \Theta_0 + \frac{p_{init} - p_{wind} - dp_\omega(\omega_{init} - \omega_0)}{dp_\Theta}$

Annex F (informative)

Generic Software Interface for use of models in different software environments

F.1 Description of the approach

It is not possible to describe all relevant models in a generic form. Reasons may be

- the model contains functionality that is not available in the generic models
- the model contains proprietary information that should not be made available for a broad public
- the model is expected to be an exact copy of a real control implementation and consists of the original control source-code of a controller

For the use of such models it may be required

- to use a model in different software environments
- to use models created by different manufacturers that used different software environments

The use of a generic software-interface allows the use of the same model in compiled form both in different software environments and in combination with models from other sources. Depending on the software environment, features like calling sequence, integration algorithm, parameter handling may be handled differently. The concept of the generic interface ensures that a model will function and deliver correct results under such conditions. Some of the core requirements are

- support for both internal solvers (in the model) and external solvers (states and state derivatives provided to the simulation environment)
- support for multiple instances of a model
- optional support for variable step execution of models
- optional support for iterative load flow calculation
- optional support functions for use in graphical user interfaces (input, output and parameter name visibility)
- optional support for parameter change

The generic software interface provides all the functionality to implement models in different simulation environments. The interface description is based on an implementation in C-Code since this is the most common programming language, but there are no restrictions the implement models in other languages (Fortran, etc.).

Various simulations in different software environments DLL-models are a good approach to maintain protection of intellectual property and reproducibility of results. An important part of a DLL for various simulation tasks is a flexible interface which is able to handle the requirements of the different simulation environments. The Extended Simulation Environment interface (ESE-interface) meets these requirements. Its data structures and functions are described in this annex.

F.2 Description of the Software interface

F.2.1 Description of data structures

F.2.1.1 General

For communication through the ESE-interface the following data structures are used (C-Code).

F.2.1.2 StaticExtSimEnvCapi

Description: Contains general information about the model

```
typedef struct
{
    const uint8_T          APIRelease[4];           // Release number of the API used during
                                                    // code generation
    const char_T * const   ModelName;               // Model name
    const char_T * const   ModelVersion;            // Model version
    const char_T * const   ModelDescription;         // Model description
    const char_T * const   VersionControlInfo;       // Version control information
    const char_T * const   GeneralInformation;        // General info – here some RTW info
    const char_T * const   ModelCreated;             // Model created on
    const char_T * const   ModelCreator;             // Model created by
    const char_T * const   ModelLastModifiedDate;    // Model last modified on
    const char_T * const   ModelLastModifiedBy;      // Model last modified by
    const char_T * const   ModelModifiedComment;     // Model modified comment
    const char_T * const   ModelModifiedHistory;     // Model modified history
    const char_T * const   CodeGeneratedOn;          // Code generated on
    const char_T * const   IncludedSolver;           // Solver name (can be empty)
    const real64_T         FixedStepBaseSampleTime; // Base sample time
    const int32_T          NumInputPorts;            // Number of inputs
    const StaticESEInputSignal * const InputPortsInfo; // Pointer to input signal description array
    const int32_T          NumOutputPorts;           // Number of outputs
    const StaticESEOutputSignal * const OutputPortsInfo; // Pointer to output signal description
                                                    // array
    const int32_T          NumParameters;            // Number of parameters
    const StaticESEParameter * const ParametersInfo; // Pointer to parameter description array
    const int32_T          NumContStates;            // Number of continuous states
    const int32_T          SizeOfMiscStates;         // Size of work variables / misc states
    const uint32_T         ModelChecksum[4];         // Simulink model checksum
    const char_T *         *LastErrorMessage;       // Error string pointer
    const uint8_T          EMT_RMS_Mode;            // Mode: EMT = 1, RMS = 2,
                                                    // EMT & RMS = 3,
                                                    // otherwise: 0
    const uint8_T          LoadflowFlag;            // Model contains a loadflow function:
                                                    // 0 = no, 1 = yes
    ESEExtension           Extension;               // Provided for extensions
}StaticExtSimEnvCapi;
```

F.2.1.3 InstanceExtSimenvCapi

Description: Contains runtime specific information

```
typedef struct
{
    real64_T *ExternalInputs; // Input signals, all elements in one long vector
    real64_T *ExternalOutputs; // Output signals, all elements in one long vector
    real64_T *Parameters;      // Parameters as vector
    real64_T *ContinuousStates; // We assume a states vector
    real64_T *StateDerivatives; // We assume a states derivatives vector
    uint8_T *MiscStates;       // Work variables / states with unknown content
    const char_T *LastErrorMessage; // Error string pointer
    const char_T *LastGeneralMessage; // General message
    uint8_T VerboseLevel;        // Decides how much the code "should talk"
    ESEExtension Extension;      // Provided for extensions
}InstanceExtSimEnvCapi;
```

F.2.1.4 StaticESEInputSignal

Description: Contains information about an input signal

```
typedef struct
{
    const char_T * const      Name;           // Input signal name
    const char_T * const      BlockPath;       // Path to block in Simulink model
    const int32_T             Width;          // Signal width
}StaticESEInputSignal;
```

F.2.1.5 StaticESEOutputSignal

Description: Contains information about an output signal

```
typedef struct
{
    const char_T * const      Name;           // Output signal name
    const char_T * const      BlockPath;       // Path to block in Simulink model
    const int32_T             Width;          // Signal width
}StaticESEOutputSignal;
```

F.2.1.6 StaticESEParameter

Description: Contains information about model parameters

```
typedef struct
{
    const char_T * const      Name;           // Parameter name
    const char_T * const      Description;     // Description
    const char_T * const      Unit;           // Unit
    const real64_T            DefaultValue;    // Default value
    const real64_T            MinValue;        // Minimum value
    const real64_T            MaxValue;        // Maximum value
}StaticESEParameter;
```

F.2.1.7 ESEExtension

Description: Additional memory for later extensions

```
typedef union
{
    int8_T            UserInt8_8[8];
    uint8_T           UserUInt8_8[8];
    int16_T           UserInt16_4[4];
    uint16_T          UserUInt16_4[4];
    int32_T           UserInt32_2[2];
    uint32_T          UserUInt32_2[2];
    char_T            UserChar_8[8];
    real32_T          UserReal32_2[2];
    real64_T          UserReal64;
    void              *UserVoidPtr;
}ESEExtension;
```

F.2.2 Functions for communication through the ESE-interface

The following functions control the sequence of the simulation. A typical sequence is shown in Figure F.1.

- **const StaticExtSimEnvCapi* __cdecl Model_GetInfo():**

Description: Provides general information about the model

Return value: NULL on error, else pointer to filled StaticExtSimEnvCapi structure

- **InstanceExtSimEnvCapi* __cdecl Model_Instance(uint32_T UseSolverInDLL, real64_T Ta):**

Description: Creates instance of the model

UseSolverInDLL: 1: Internal solver, 0: External solver

Ta: >0: sample time; -1: Pre defined sample time

Return value: NULL on error, else pointer to filled InstanceExtSimEnvCapi structure

- **const char_T* __cdecl Model_CheckParameters(InstanceExtSimEnvCapi *pInstanceCapi):**

Description: Checks if parameter values are in the correct range

Return value: NULL on error, else string with error description

- **const char_T* __cdecl Model_Loadflow(InstanceExtSimEnvCapi *pInstanceCapi):**

Description: Performs a loadflow iteration

Return value: Null if no error, else string with error description

- **const char_T* __cdecl Model_Initialize(InstanceExtSimEnvCapi *pInstanceCapi):**

Description: Initialises the model

Return value: NULL if no error, else string with error description

- **const char_T* __cdecl Model_Outputs(InstanceExtSimEnvCapi *pInstanceCapi, uint32_T IsMajorTimeStep):**

Description: Performs timestep and recalculates outputs

IsMajorTimeStep: 1: Major timestep; 0: Minor timestep (between two integrations)

Return value: Null if no error, else string with error description

- **const char_T* __cdecl Model_Update(InstanceExtSimEnvCapi *pInstanceCapi):**

Description: Update state variables

Return value: Null if no error, else string with error description

- **const char_T* __cdecl Model_Derivatives(InstanceExtSimEnvCapi *pInstanceCapi):**

Description: Calculate derivatives of state variables (only needed if external solver is used)

Return value: Null if no error, else string with error description

- **const char_T* __cdecl Model_Terminate(InstanceExtSimEnvCapi *pInstanceCapi):**

Description: Delete model instance and deallocate memory

Return value: Null if no error, else String with error description

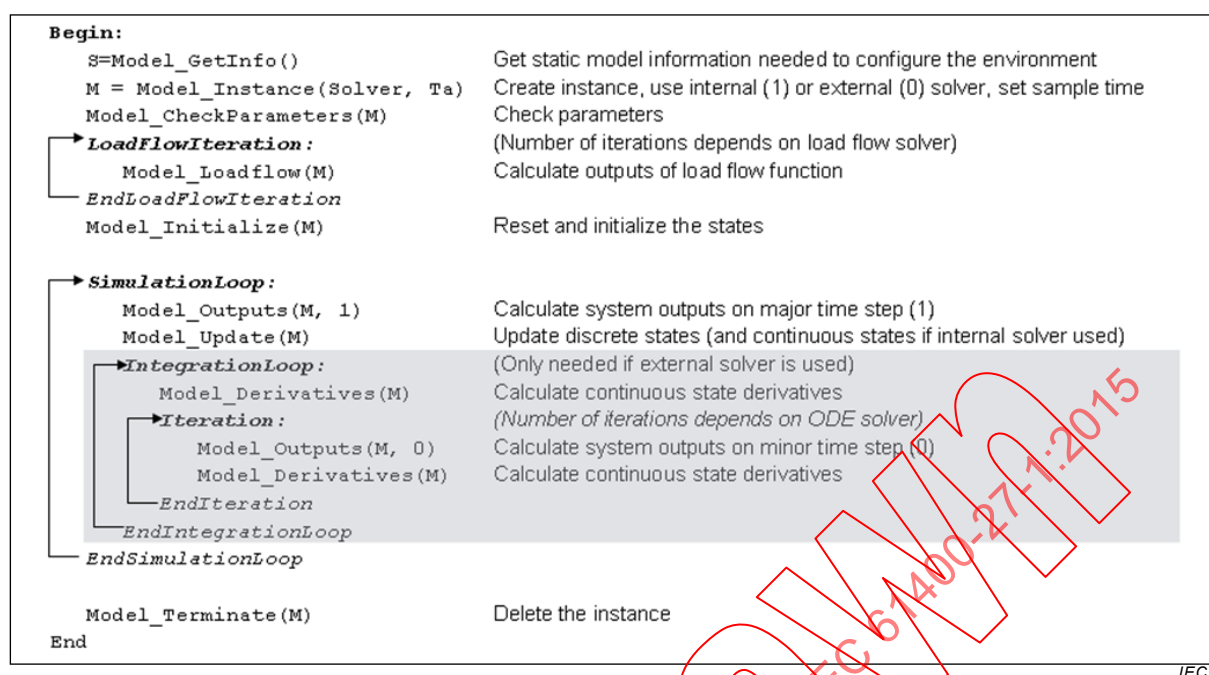


Figure F.1 – Sequence of Simulation on use of ESE-interface

F.2.3 Inputs, Outputs, Parameters

Following requirements must be met for easy use in Matlab:

- Floating Point values
- Scalars or vectors (no matrices, structures or busses)
- Real values (not complex)
- Inputs and Outputs sample-based (not frame-based)

Annex G (normative)

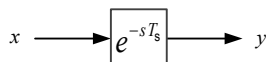
Block symbol library

G.1 General

The objective of this annex is to describe the detailed implementation of some standard block symbols contained in the figures which describes the models.

G.2 Time step delay

The symbol for single integration time step delay is shown in Figure G.1.



NOTE The model parameter T_s is included in the global parameter list Table 1.

Figure G.1 – Block symbol for single integration time step delay

Formally, the outputs y is delays the input x with time step T_s according to (G.1).

$$y(t) = x(t - T_s) \quad (\text{G.1})$$

G.3 Stand-alone ramp rate limiter

The symbol for stand-alone ramp rate limiter is shown in Figure G.2.

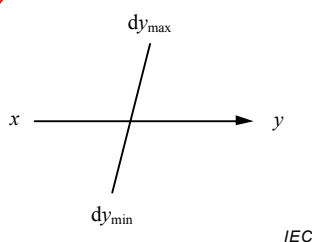
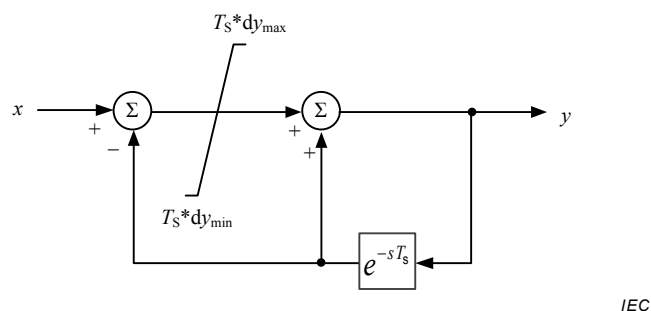


Figure G.2 – Block symbol for stand-alone ramp rate limiter

The implementation of this stand-alone ramp rate limiter is shown in Figure G.3.



NOTE The model parameter T_s is included in the global parameter list Table 1.

Figure G.3 – Block diagram for implementation of the stand-alone ramp rate limiter

G.4 First order filter with absolute limits, rate limits and freeze flag

The symbol for the first order filter with absolute limits, rate limits and freeze flag is shown in Figure G.4.

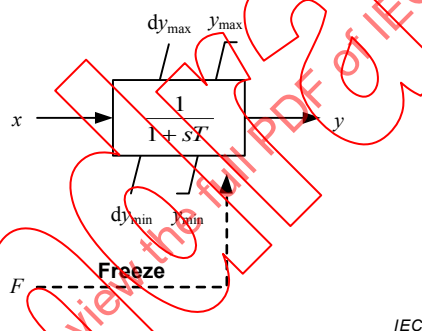


Figure G.4 – Block symbol for first order filter with absolute limits, rate limits and freeze flag

The implementation of this first order filter is shown in Figure G.5. The absolute limits are applied to the value of the state and the output of the block. The rate limits are applied to the rate of change of the state and the output of the block. The state is kept unchanged while the freeze flag is raised.

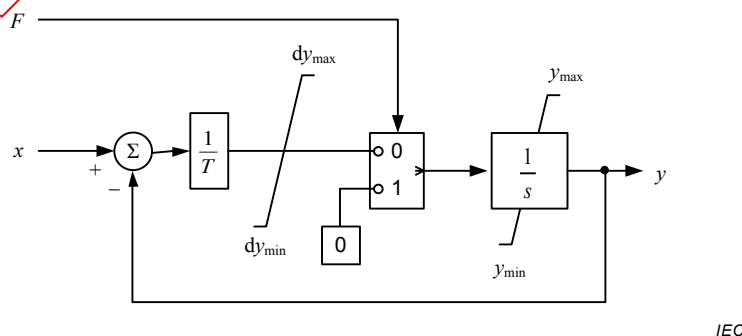


Figure G.5 – Block diagram for implementation of the first order filter with absolute limits, rate limits and freeze state

If the user bypasses the filter by setting the filter time constant $T = 0$, then the freezing and limitation shall be implemented as shown in Figure G.6.

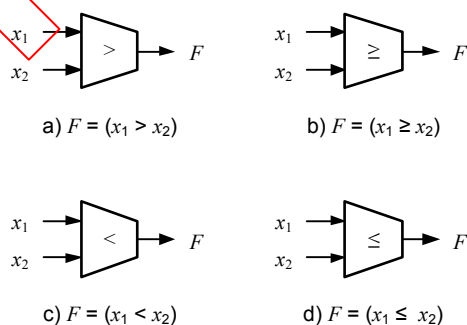


G.5 Lookup table

A block diagram showing a system with input x , a block labeled $y(x)$, and output y . The input x is connected to the block $y(x)$, which is connected to the output y .

The table is given as a set of corresponding values (x,y) defining points. The lookup table function defines a piecewise linear relation between the specified points, meaning that the y -values are calculated by linear interpolation. Points outside the specified x -range use the nearest x -value, i.e. extension instead of extrapolation.

The symbols for comparators are shown in Figure G.8.



IEC

Figure G.8 – Block symbols for comparators

The symbol for timer is shown in Figure G.9.

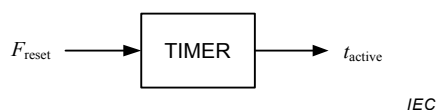


Figure G.9 – Block symbol for timer

The function of the timer is illustrated in Figure G.10. The output time t_{active} is reset to 0 whenever the input flag F_{reset} is 1 (TRUE), and updated whenever F_{reset} is 0 (FALSE).

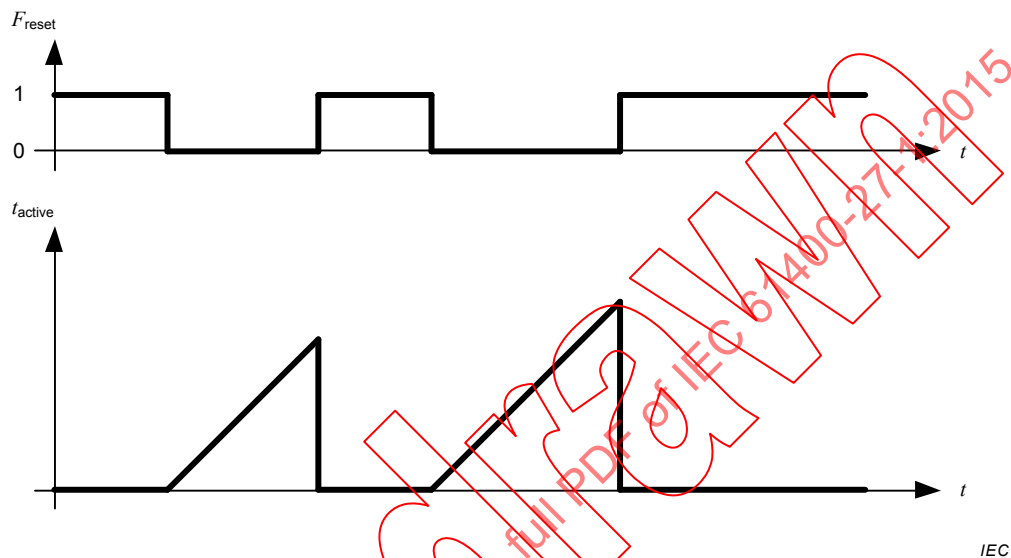


Figure G.10 – Function of timer

Formally, this timer calculates the time t_{active} according to (G.2).

$$t_{\text{active}} = t - t_{\text{reset}} \quad (\text{G.2})$$

Here, t_{reset} is the last time where F_{reset} was 1.

G.8 Anti windup integrator

The symbol for an anti windup integrator is shown in Figure G.11. The integrator will stop winding up if $F_{\text{max}} = 1$ and stop winding down if $F_{\text{min}} = 1$.

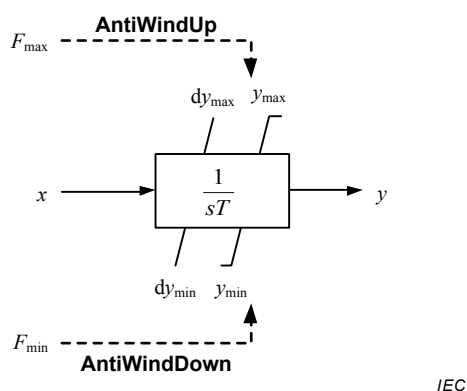


Figure G.11 – Block symbol for anti windup integrator

The implementation of this anti windup integrator is shown in Figure G.12.

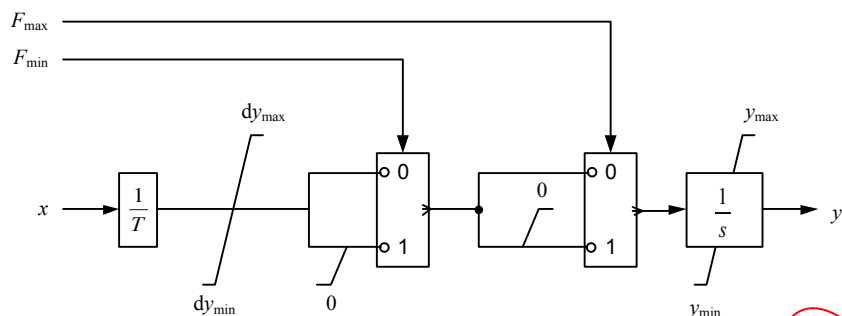


Figure G.12 – Block diagram for implementation of anti windup integrator

G.9 Integrator with reset

The symbol for an integrator with reset is shown in Figure G.13. The integrator state y will be reset to the value y_{reset} if $F = 1$.

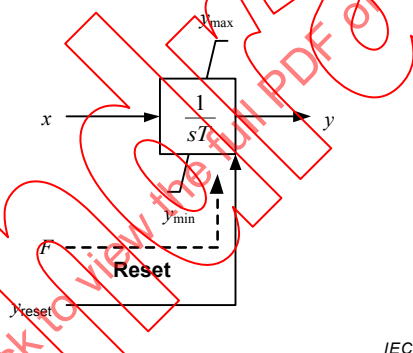


Figure G.13 – Block symbol for integrator with reset

G.10 First order filter with limitation detection

The symbol for a first order filter with limitation detection is shown in Figure G.14.

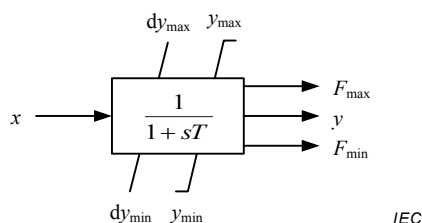


Figure G.14 – Block symbol for first order filter with limitation detection

The implementation of this first order filter with limitation detection is shown in Figure G.15.

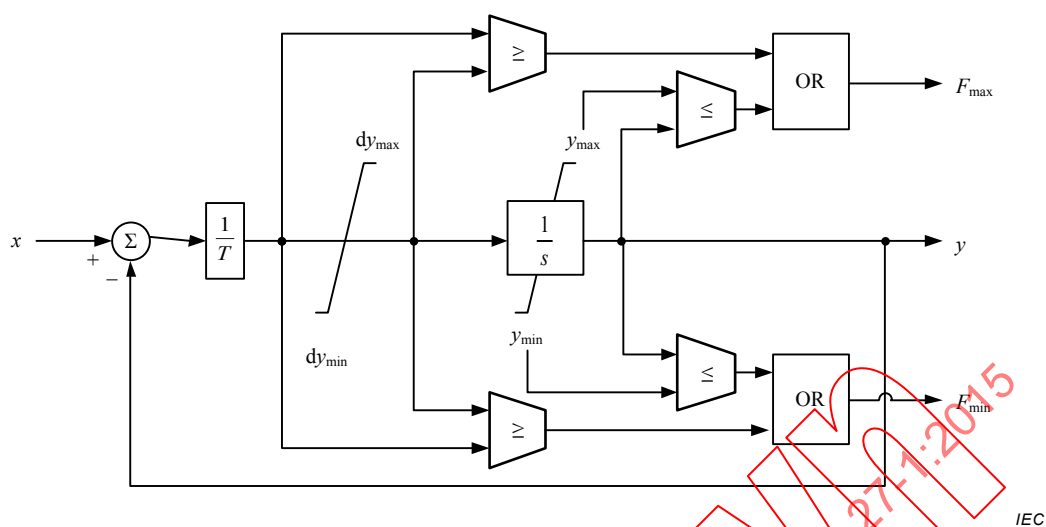


Figure G.15 – Block diagram for implementation of first order filter with limitation detection

G.11 Delay flag

The delay flag function is used to provide an extended fault flag F_o which adds a post-fault value 2 to the input fault flag F_i with the fault-free value 0 and fault value 1. The delay time T_d specifies how long time F_o will keep the value 2.

The symbol for a delay flag is shown in Figure G.16.

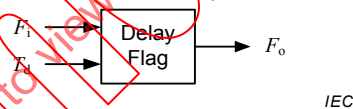


Figure G.16 – Block symbol for delay flag

The delay flag can be implemented as shown in Figure G.17.

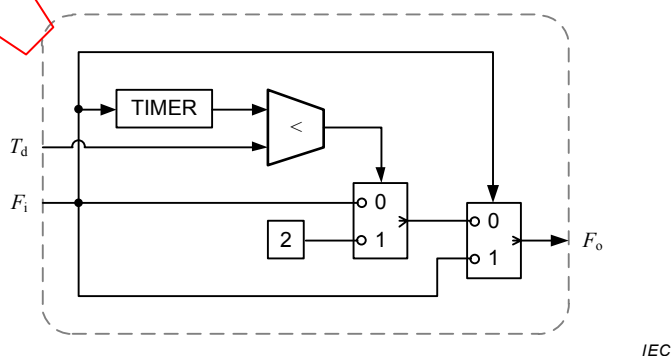


Figure G.17 – Block diagram for implementation of delay flag

G.12 Raising edge detection

The raising edge detection provides an output flag which indicates whether the input variable has risen to a higher value since the previous sample.

The symbol for the raising edge detection is shown in Figure G.18.

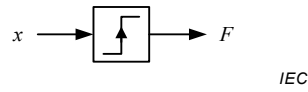
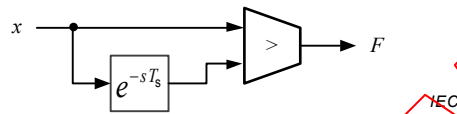


Figure G.18 – Block symbol raising edge detection

The raising edge detection can be implemented as shown in Figure G.19.



NOTE The model parameter T_s is included in the global parameter list Table 1.

Figure G.19 – Block diagram for raising edge detection

Bibliography

IEC 60050-415, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems*

IEC 61400-25 (all parts), *Wind turbines – Part 25: Communications for monitoring and control of wind power plants*

NERC Special Report. Standard Models for Variable Generation. NERC May 18, 2010

F. J. Buendia and B. B. Gordo. Generic simplified simulation model for DFIG with active crowbar. Proceedings of 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, November 2012, Lisbon, Portugal.

A. Ellis, Y. Kazachkov, E. Muljadi, P. Pourbeik and J. Sanchez-Gasca, Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – a status report. Proceedings of the 2011 IEEE PES PSCE, March 2011, Phoenix, Arizona, USA.

J. Fortmann, S. Engelhardt, J. Kretschmann, C. Feltes, I. Erlich. New Generic Model of WTs for RMS-Type Simulation. IEEE Transactions on Energy Conversion Vol. 29, Issue 1, pp.109-118. March 2014.

J. Fortmann. Modeling of Wind Turbines with Doubly Fed Generator System. PhD Thesis at Department of Electrical Power Systems, University of Duisburg-Essen. Springer 2014. J. Fortmann, S. Engelhardt, J. Kretschmann, C. Feltes, M. Janssen, T. Neumann and I. Erlich, “Generic Simulation Model for DFIG and Full Size Converter based WTs”, Proceedings of the 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power, Quebec/Canada, October 2010.

Ö. Göksu, R. Teodorescu, C.L. Bak, F. Iov, P.C. Kjær. Instability of WT Converters During Current Injection to Low Voltage Grid Faults and PLL Frequency Based Stability Solution. IEEE Transaction on Power Systems, Issue 99, January 2014.

A.D. Hansen, F. Iov, F. Blaabjerg, L.H. Hansen. Review of Contemporary WT Concepts and their Market Penetration. Wind Engineering Vol. 28, Issue 3, pp 247–263 (2004).

A.D. Hansen, P. Sørensen, F. Iov, F. Blaabjerg. Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators. Renewable Energy (2006) 31, 935-951

C. Jauch, P. Sørensen, B. Bak-Jensen. Simulation model of a transient fault controller for an active-stall WT. Wind Eng. (2005) 29, 33-48

J.R. Kristoffersen, P. Christiansen. Horns rev offshore windfarm: its main controller and remote control system. Wind Eng 2003;27(5):351–66

P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal. *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp. 1387-1401. May 2004.

P. Pourbeik. Specification of the Second Generation Generic Models for WT Generators. EPRI Sept 2013.

W. W. Price and J. J. Sanchez-Gasca, “Simplified WT Generator Aerodynamic Models for Transient Stability Studies”, Proceedings of the IEEE PSCE 2006.

P. Sørensen, B. Andresen, J. Bech, J. Fortmann, P. Pourbeik. Progress in IEC 61400-27. In Proceedings of the 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 2012, Lisbon (PT), 13-15 Nov.

P. Sørensen, B. Andresen, J. Fortmann, K. Johansen, P. Pourbeik. Overview, status and outline of the new IEC 61400-27 – Electrical simulation models for wind power generation. In Proceedings 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 2011, Aarhus (DK), 25-26 Oct.

Withdrawing
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-27-1:2015

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-27-1:2015

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	101
INTRODUCTION.....	103
1 Domaine d'application	107
2 Références normatives	107
3 Termes, définitions, abréviations et indices	108
3.1 Termes et définitions	108
3.2 Abréviations et indices	112
3.2.1 Abréviations	112
3.2.2 Indices	113
4 Symboles et unités	114
4.1 Généralités	114
4.2 Symboles (unités)	114
5 Spécification des modèles	116
5.1 Vue d'ensemble	116
5.2 Spécifications générales	117
5.3 Interface de modèle	119
5.4 Paramètres et initialisation	120
5.4.1 Généralités	120
5.4.2 Catégories de paramètres	120
5.4.3 Paramètres globaux	120
5.4.4 Initialisation	120
5.5 Structure modulaire des modèles	122
5.5.1 Structure modulaire générique	122
5.5.2 Type 1	122
5.5.3 Type 2	125
5.5.4 Type 3	127
5.5.5 Type 4	130
5.6 Bibliothèque de modules	135
5.6.1 Modèles aérodynamiques	135
5.6.2 Modèles mécaniques	137
5.6.3 Modèles de groupe générateur	137
5.6.4 Matériel électrique	143
5.6.5 Modèles de commande	144
5.6.6 Modèle de protection du réseau	156
6 Spécification de la procédure de validation	159
6.1 Vue d'ensemble	159
6.2 Spécifications générales	160
6.3 Procédure de validation	161
6.3.1 Creux de tension	161
6.3.2 Variations de point de référence	166
6.3.3 Protection du réseau	167
Annexe A (informative) Documentation de l'essai de validation	169
A.1 Généralités	169
A.2 Informations relatives au modèle de simulation et au montage de validation	169
A.3 Modèle de résultats d'essai de validation	170

A.3.1	Généralités	170
A.3.2	Creux de tension	170
A.3.3	Variations de point de référence	170
A.3.4	Protection du réseau	171
Annexe B (normative)	Limites à la précision possible des modèles	172
B.1	Généralités	172
B.2	Erreurs de simulation inévitables	172
B.3	Erreurs de mesure	172
Annexe C (normative)	Filtre passe bas numérique amorti du 2 ^{ème} ordre	174
Annexe D (informative)	Modèle de niveau d'installation simplifié	175
D.1	Généralités	175
D.2	Domaine d'application	175
D.3	Description du modèle de système de commande de tension et de puissance réactive	176
D.4	Description du modèle de système de commande de fréquence et de puissance active	177
Annexe E (informative)	Modèle aérodynamique à deux dimensions	180
E.1	Objet	180
E.2	Approche du modèle	180
E.3	Ajustements des paramètres du modèle	181
E.4	Cas d'utilisation	184
E.4.1	Généralités	184
E.4.2	Cas d'utilisation d'étude de stabilité	184
E.4.3	Cas d'utilisation de validation	184
E.5	Initialisation du modèle en conditions réduites	185
Annexe F (informative)	Interface logicielle générique pour l'utilisation de modèles dans différents environnements logiciels	186
F.1	Description de l'approche	186
F.2	Description de l'interface logicielle	187
F.2.1	Description des structures de données	187
F.2.2	Fonctions de communication par l'intermédiaire de l'interface ESE	188
F.2.3	Entrées, Sorties, Paramètres	190
Annexe G (normative)	Bibliothèque des symboles du bloc	191
G.1	Généralités	191
G.2	Retard d'intervalle	191
G.3	Limiteur de taux de variation autonome	191
G.4	Filtre de premier ordre avec limites absolues, limites assignées et drapeau bloqué	192
G.5	Table de conversion	193
G.6	Comparateur	193
G.7	Temporisateur	194
G.8	Intégrateur antiwindup	195
G.9	Intégrateur avec réinitialisation	195
G.10	Filtre de premier ordre avec détection de limitation	196
G.11	Drapeau de retard	197
G.12	Détection du front montant	197
Bibliographie		199

Figure 1 – Classification de la stabilité des réseaux d'énergie électrique selon le Joint Task Force IEEE/CIGRE on Stability Terms and Definitions	104
Figure 2 – Exemple de réponse indicielle	110
Figure 3 – Interface générale entre le modèle d'éolienne, le modèle de réseau et le modèle de centrale éolienne	119
Figure 4 – Interface générale d'initialisation du modèle d'éolienne, du modèle de centrale éolienne et du modèle de réseau	121
Figure 5 – Structure modulaire générique des modèles d'éolienne	122
Figure 6 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 1	123
Figure 7 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 1A	124
Figure 8 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 1B	124
Figure 9 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 2	125
Figure 10 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 2	126
Figure 11 – Structure modulaire du modèle de commande de type 2	126
Figure 12 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 3	127
Figure 13 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 3	128
Figure 14 – Structure modulaire des modèles de commande de type 3	129
Figure 15 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 4	130
Figure 16 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 4A	131
Figure 17 – Structure modulaire du modèle de commande de type 4A	132
Figure 18 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 4B	133
Figure 19 – Structure modulaire du modèle de commande de type 4B	134
Figure 20 – Schéma de principe du modèle de couple aérodynamique constant	135
Figure 21 – Schéma de principe du modèle aérodynamique à une dimension	135
Figure 22 – Schéma de principe du modèle aérodynamique à deux dimensions	136
Figure 23 – Schéma de principe du modèle à deux masses	137
Figure 24 – Schéma de principe du modèle de groupe générateur de type 3A	139
Figure 25 – Schéma de principe du modèle de groupe générateur de type 3B	141
Figure 26 – Schéma de principe du modèle de groupe générateur de type 4	142
Figure 27 – Schéma de principe du modèle de rotation du cadre de référence	143
Figure 28 – Schéma de principe du modèle de puissance de commande de pas	144
Figure 29 – Schéma de principe du modèle de commande d'angle de pas	145
Figure 30 – Schéma de principe du modèle de commande de résistance rotorique	146
Figure 31 – Schéma de principe du modèle de commande P de type 3	148
Figure 32 – Schéma de principe du PI de couple de type 3	149
Figure 33 – Schéma de principe du modèle de commande P de type 4A	150
Figure 34 – Schéma de principe du modèle de commande P de type 4B	150
Figure 35 – Schéma de principe du modèle de commande Q	153
Figure 36 – Schéma de principe du limiteur de courant	155
Figure 37 – Schéma de principe du modèle de limitation Q constante	155
Figure 38 – Schéma de principe du modèle de limitation QP et QU	156
Figure 39 – Schéma de principe du système de protection du réseau	158
Figure 40 – Schéma de principe de la mesure u-f	159
Figure 41 – Structure de traitement du signal avec la méthode "play-back" (lecture)	162

Figure 42 – Structure de traitement du signal avec la méthode de simulation de l'ensemble du réseau	163
Figure 43 – Fenêtres de creux de tension	165
Figure D.1 – Schéma de principe des commandes de puissance réactive de centrale éolienne	177
Figure D.2 – Schéma de principe du système de commande de puissance active de la centrale éolienne	179
Figure E.1 – Puissance aérodynamique en fonction de l'angle de pale θ et de la vitesse du vent v	181
Figure E.2 – Dérivée partielle de la puissance par rapport à la variation de vitesse du rotor $\partial p_{aero}/\partial \omega_{WTR}$ en fonction de l'angle de pale θ et de la vitesse du vent v	181
Figure E.3 – Dérivée partielle de la puissance par rapport à l'angle de pale dp_{θ} en fonction de l'angle de pale θ	182
Figure E.4 – Dérivée partielle de la puissance par rapport à la variation de vitesse du rotor dp_{ω} en fonction de la vitesse du vent v pour 1 p.u. (ligne continue) et 0,5 p.u. (ligne en pointillés) puissance active	182
Figure E.5 – Approximation de la puissance aérodynamique en fonction de la vitesse du vent	183
Figure E.6 – Approximation de l'angle de pale en fonction de la vitesse du vent	183
Figure F.1 – Séquence de simulation sur l'utilisation de l'interface ESE	190
Figure G.1 – Symbole du bloc pour retard d'intervalle d'intégration simple	191
Figure G.2 – Symbole du bloc pour limiteur du taux de variation autonome	191
Figure G.3 – Symbole de principe de la mise en œuvre du limiteur du taux de variation autonome	192
Figure G.4 – Symbole du bloc pour filtre de premier ordre avec limites absolues, limites assignées et drapeau bloqué	192
Figure G.5 – Schéma de principe de la mise en œuvre du filtre de premier ordre avec limites absolues, limites assignées et état bloqué	193
Figure G.6 – Schéma de principe de la mise en œuvre de l'état bloqué sans filtre ($T = 0$) ...	193
Figure G.7 – Symbole de bloc de la table de conversion	193
Figure G.8 – Symboles de blocs des comparateurs	194
Figure G.9 – Symbole de bloc du temporisateur	194
Figure G.10 – Fonction du temporisateur	194
Figure G.11 – Symbole de bloc de l'intégrateur antiwindup	195
Figure G.12 – Symbole de principe de la mise en œuvre de l'intégrateur antiwindup	195
Figure G.13 – Symbole de bloc de l'intégrateur avec réinitialisation	196
Figure G.14 – Symbole de bloc de filtre de premier ordre avec détection de limitation	196
Figure G.15 – Schéma de principe de la mise en œuvre du filtre de premier ordre avec détection de limitation	196
Figure G.16 – Symbole de bloc du drapeau de retard	197
Figure G.17 – Schéma de principe de la mise en œuvre du drapeau de retard	197
Figure G.18 – Symbole de bloc de la détection du front montant	197
Figure G.19 – Schéma de principe de la détection du front montant	198
Tableau 1 – Paramètres globaux de modèles d'éoliennes	120
Tableau 2 – Variable d'initialisation utilisée explicitement dans les schémas de principe du modèle	121

Tableau 3 – Modules utilisés dans le modèle de type 1A	124
Tableau 4 – Modules utilisés dans le modèle de type 1B	125
Tableau 5 – Modules utilisés dans le modèle de type 2	127
Tableau 6 – Modules utilisés dans le modèle de type 3	129
Tableau 7 – Modules utilisés dans le modèle de type 4A	132
Tableau 8 – Modules utilisés dans le modèle de type 4B	134
Tableau 9 – Liste des paramètres du modèle aérodynamique à une dimension	135
Tableau 10 – Liste des paramètres du modèle aérodynamique à deux dimensions	136
Tableau 11 – Liste des paramètres du modèle à deux masses	137
Tableau 12 – Liste des paramètres du modèle de groupe générateur de type 3A	138
Tableau 13 – Liste des paramètres du modèle de groupe générateur de type 3B	140
Tableau 14 – Liste des paramètres du modèle de groupe générateur de type 4	142
Tableau 15 – Liste des paramètres du modèle de rotation du cadre de référence	143
Tableau 16 – Liste des paramètres du modèle de puissance de commande de pas	144
Tableau 17 – Liste des paramètres du modèle de commande d'angle de pas	145
Tableau 18 – Liste des paramètres du modèle de commande de résistance rotorique	146
Tableau 19 – Liste des paramètres du modèle de commande p type 3	146
Tableau 20 – Liste des paramètres du modèle de commande p type 4A	149
Tableau 21 – Liste des paramètres du modèle de commande p type 4B	150
Tableau 22 – Modes de commande Q généraux M_{QG} de l'éolienne	151
Tableau 23 – Modes de commande Q UVRT M_{QUVRT}	151
Tableau 24 – Liste des paramètres du modèle de commande q	151
Tableau 25 – Description des valeurs du drapeau F_{UVRT}	154
Tableau 26 – Liste des paramètres du modèle de limiteur de courant	154
Tableau 27 – Liste des paramètres du modèle de limitation Q constante	155
Tableau 28 – Liste des paramètres du modèle de limitation QP et QU	156
Tableau 29 – Liste des paramètres du modèle de protection du réseau	157
Tableau 30 – Fenêtres appliquées pour les calculs d'erreur	166
Tableau A.1 – Informations exigées pour le modèle de simulation et le montage de validation	169
Tableau A.2 – Informations supplémentaires exigées si la méthode de simulation de l'ensemble du réseau est utilisée	169
Tableau A.3 – Récapitulatif de validation des creux de tension	170
Tableau A.4 – Récapitulatif de validation des variations de point de référence	171
Tableau A.5 – Récapitulatif de validation de la protection du réseau	171
Tableau D.1 – Paramètres utilisés dans le modèle de commande de tension et de puissance réactive	176
Tableau D.2 – Paramètres utilisés dans le modèle de commande de fréquence et de puissance active	178
Tableau E.1 – Points caractérisant la relation entre la vitesse du vent v et la dérivée partielle dp_{ω}	182
Tableau E.2 – Liste des paramètres des éléments aérodynamiques d'un type d'éolienne particulier	184

COMMISSION ELECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

EOLIENNES –

**Partie 27-1: Modèles de simulation électrique –
Eoliennes**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 61400-27-1 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Eoliennes.

Le texte de ce projet est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
88/510/FDIS	88/529/RVD

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

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

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61400, publiées sous le titre général *Eoliennes*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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

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

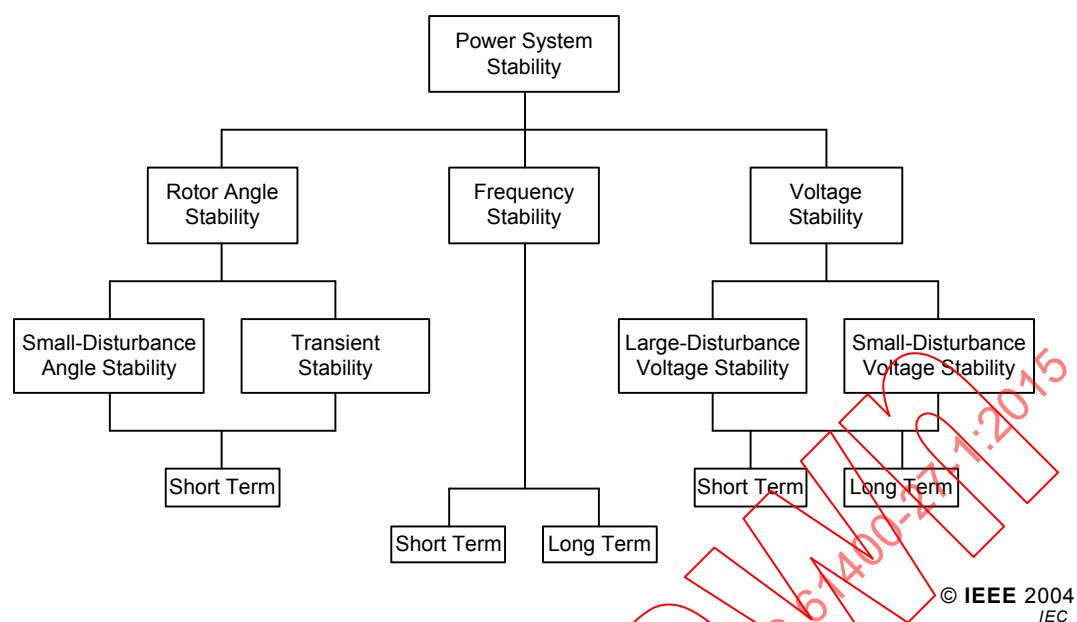
IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

La série IEC 61400-27 spécifie des modèles de simulation électrique dynamiques normalisés pour la production d'énergie éolienne. L'IEC 61400-27-1 spécifie les modèles d'éolienne et la procédure de validation de modèle. L'IEC 61400-27-2 spécifie les modèles de centrale éolienne et la procédure de validation de modèle.

La percée croissante de l'énergie éolienne dans les réseaux d'énergie électrique oblige les gestionnaires de réseau de transport (TSO – transmission system operators) et les gestionnaires de réseau de distribution (DSO – distribution system operators) à utiliser des modèles dynamiques de production d'énergie éolienne dans le cadre d'études de stabilité du réseau d'énergie électrique. Les modèles développés par les fabricants d'éolienne reproduisent le comportement de leurs machines avec un niveau de détail élevé. Ces niveaux de détail ne conviennent pas pour les études de stabilité des réseaux d'énergie électrique importants contenant un grand nombre de centrales éoliennes. En premier lieu, parce que le haut niveau de détail accroît considérablement la complexité et donc le temps machine. En second lieu, parce que l'utilisation de ces modèles exige une grande quantité de données d'entrée afin de représenter les types d'éoliennes individuelles.

La présente norme a pour objet de spécifier des modèles dynamiques génériques, qui peuvent être appliqués dans les études de stabilité des réseaux d'énergie électrique. Le Joint Task Force (groupe de travail commun) IEEE/CIGRE on Stability Terms and Definitions a classé la stabilité des réseaux d'énergie électrique en catégories conformément à la Figure 1.



Légende

Anglais	Français
Power System Stability	Stabilité du réseau d'énergie électrique
Rotor Angle Stability	Stabilité angulaire du rotor
Frequency Stability	Stabilité de fréquence
Voltage Stability	Stabilité de tension
Small-Disturbance Angle Stability	Stabilité angulaire à faible perturbation
Transient Stability	Stabilité transitoire
Large-disturbance Voltage Stability	Stabilité de tension à forte perturbation
Small-Disturbance Voltage Stability	Stabilité de tension à faible perturbation
Short Term	Court terme
Long Term	Long terme

Figure 1 – Classification de la stabilité des réseaux d'énergie électrique selon le Joint Task Force IEEE/CIGRE on Stability Terms and Definitions

En s'appuyant sur ces catégories, les modèles sont développés de manière à représenter la production d'énergie éolienne dans les études des phénomènes de stabilité de tension à court terme et forte perturbation, mais ils s'appliquent également à l'étude d'autres phénomènes dynamiques à court terme tels que la stabilité angulaire du rotor, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension à faible perturbation. Par conséquent, les modèles sont applicables à des simulations dynamiques d'événements des réseaux d'énergie électrique, tels que des courts-circuits (alimentation continue à basse tension), la perte de production ou des charges, et la séparation du réseau d'une zone synchrone en plusieurs zones synchrones (voir le domaine d'application).

Les modèles doivent d'une part être suffisamment précis par rapport au comportement dynamique des bornes des éoliennes et, d'autre part, adaptés aux études à grande échelle du réseau. Des modèles d'éolienne simplifiés sont donc spécifiés pour apporter les réponses classiques des technologies d'éolienne connues.

Les modèles d'éolienne spécifiés dans la présente norme sont destinés à une réponse directe à la fréquence fondamentale¹. Les modèles présentent les limites suivantes:

- Les modèles ne sont pas prévus pour une analyse de stabilité à long terme.
- Les modèles ne sont pas prévus pour l'étude des phénomènes d'interaction sous-synchrones
- Les modèles ne sont pas prévus pour l'étude des fluctuations provenant de la variabilité de la vitesse du vent dans le temps et l'espace. Cela implique que les modèles n'incluent pas les phénomènes tels que les turbulences, le sillage du pylône, le cisaillement du vent et les tourbillons.
- Les modèles ne couvrent pas les phénomènes tels que les harmoniques, le papillotement ou autres émissions CEM inclus dans la série IEC 61000.
- Les modèles n'ont pas été développés explicitement en gardant à l'esprit un calcul de valeur propre (pour la stabilité du petit signal)².
- Les modèles présentés ici ne s'appliquent qu'aux éoliennes et n'incluent donc pas les commandes et matériels supplémentaires au niveau de la centrale éolienne, tels que les SVC, STATCOM et autres dispositifs couverts par l'IEC 61400-27-2. Les modèles d'éoliennes sont en interface avec les modèles de contrôleur de centrale éolienne dans l'IEC 61400-27-2.
- La présente norme n'aborde pas les éléments spécifiques des calculs de court-circuit.
- Les modèles ne s'appliquent pas aux études des systèmes extrêmement faibles, y compris les situations dans lesquelles les éoliennes sont isolées sans autre production synchrone.
- Les modèles sont limités par les spécifications techniques de 5.2.

La procédure de validation spécifiée dans la présente norme est destinée à être appliquée aux modèles normalisés et aux autres modèles d'éolienne à fréquence fondamentale. La procédure de validation présente les limites suivantes:

- La procédure de validation ne spécifie aucune exigence concernant la précision du modèle. Elle ne spécifie que les mesures de quantification de la précision du modèle³.
- La procédure de validation ne précise pas les procédures d'essai et de mesure, celles-ci reposant sur les essais spécifiés dans l'IEC 61400-21.
- La validation du modèle de simulation n'a pas vocation à justifier la conformité aux exigences de code du réseau, aux exigences de qualité de l'alimentation électrique ou à la législation nationale.
- Les procédures d'essai et de mesure génèrent des erreurs qui limitent la précision possible indiquée dans la procédure de validation.
- La procédure de validation ne comprend pas la validation en régime établi, mais se concentre sur la validation des performances dynamiques du modèle.

Les parties prenantes suivantes sont des utilisateurs potentiels des modèles spécifiés dans la présente norme:

- les gestionnaires de réseau de transport (TSO) et les gestionnaires de réseau de distribution (DSO) sont les utilisateurs finaux des modèles. Ils étudient la stabilité du

¹ La présente norme traite des défauts équilibrés et déséquilibrés, seuls les composants de réponse directe étant spécifiés pour ces derniers.

² Ces systèmes de production éoliens sont peu linéaires, et des simplifications ont été apportées dans le développement des modèles proposés. La linéarisation pour l'analyse aux valeurs propres n'est donc pas essentielle ni nécessairement appropriée en fonction de ces modèles simplifiés.

³ L'Article 6 spécifie un grand nombre de mesures pour la précision du modèle. L'importance de la mesure individuelle dépend du type de réseau et du type d'étude de stabilité. L'Annexe B décrit les limites de précision possible des modèles.

réseau d'énergie électrique dans le cadre de la planification et du fonctionnement des réseaux d'énergie électrique.

- les propriétaires de centrale éolienne sont en général chargés de fournir des modèles de centrale éolienne aux gestionnaires de réseau de transport et/ou aux gestionnaires de réseau de distribution avant la mise en service de la centrale.
- les fabricants d'éolienne fournissent en général les modèles d'éolienne au propriétaire.
- les développeurs de logiciels modernes destinés aux outils de simulation de réseau d'énergie électrique utilisent la norme pour mettre en œuvre des modèles d'énergie éolienne normalisés dans le cadre d'une bibliothèque de logiciels.
- les organismes de certification en cas de validation de modèles d'éoliennes indépendants.
- les communautés de l'enseignement et de la recherche, qui peuvent également bénéficier des modèles génériques, les modèles spécifiques au fabricant étant en général confidentiels.

EOLIENNES –

Partie 27-1: Modèles de simulation électrique – Eoliennes

1 Domaine d'application

L'IEC 61400-27 définit des modèles de simulation électrique normalisés pour les éoliennes et les centrales éoliennes. Il s'agit de modèles de simulation directe dans le domaine temporel, destinés à être utilisés dans des analyses de stabilité du réseau d'énergie électrique et du réseau. Ces modèles s'appliquent à des simulations dynamiques de la stabilité à court terme des réseaux d'énergie électrique. L'IEC 61400-27 inclut des procédures de validation des modèles de simulation électrique spécifiés. La procédure de validation de l'IEC 61400-27 repose sur les essais spécifiés dans l'IEC 61400-21.

L'IEC 61400-27 est composée de deux parties, avec le domaine d'application suivant:

- L'IEC 61400-27-1 spécifie des modèles de simulation dynamiques pour les topologies/concepts/configurations génériques d'éoliennes disponibles sur le marché. L'IEC 61400-27-1 définit les termes et paramètres génériques ayant pour objet de spécifier les caractéristiques électriques d'une éolienne au niveau des bornes de connexion. Les modèles sont décrits de manière modulaire et peuvent être appliqués aux futurs concepts d'éoliennes. Les modèles de simulation dynamiques se rapportent aux bornes de l'éolienne. La procédure de validation spécifiée dans l'IEC 61400-27-1 se concentre sur les essais de l'IEC 61400-21 pour la réponse aux creux de tension, les variations de la valeur de consigne et la protection du réseau.
- L'IEC 61400-27-2 spécifie les modèles de simulation dynamiques pour les topologies/configurations génériques de centrales éoliennes disponibles sur le marché, y compris le contrôle de centrale éolienne et les matériels auxiliaires. De plus, l'IEC 61400-27-2 spécifie une méthode de création de modèles pour les configurations de centrale éolienne à venir. Les modèles de centrale éolienne reposent sur les modèles d'éolienne spécifiés dans l'IEC 61400-27-1.

Les modèles de simulation électrique spécifiés dans l'IEC 61400-27 sont indépendants des outils de simulation logiciels.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60050, *Vocabulaire électrotechnique international*

IEC 61400-21, *Eoliennes – Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau*

3 Termes, définitions, abréviations et indices

3.1 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans l'IEC 60050-415 ainsi que les suivants, s'appliquent.

3.1.1

puissance aérodynamique disponible

puissance possible maximale en tenant compte de la vitesse du vent, de la puissance assignée, des limites de vitesse du rotor et des contraintes d'angle de pas

3.1.2

modèle générique

modèle qui peut être adapté pour simuler différentes éoliennes ou centrales éoliennes en modifiant les paramètres du modèle

3.1.3

intervalle d'intégration

intervalle de simulation entre deux solutions numériques consécutives des équations différentielles du modèle

3.1.4

composante inverse (d'un système triphasé)

une des trois composantes symétriques qui n'existe que dans un système triphasé déséquilibré de grandeurs sinusoïdales et qui est définie par l'expression mathématique complexe ci-après:

$$\underline{X}_2 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L2} + \underline{a} \underline{X}_{L3})$$

où $\underline{a}$ est l'opérateur correspondant à une rotation de 120 degrés et où $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ et $\underline{X}_{L3}$ sont les expressions complexes des grandeurs de phase considérées, avec $\underline{X}$ désignant les phaseurs de courant ou de tension du réseau

Note 1 à l'article: Les composantes de tension ou de courant inverses peuvent être significatives uniquement si les tensions ou courants, respectivement, sont déséquilibrés. Par exemple, si les phaseurs de tension de phase sont symétriques $\underline{U}_{L1} = Ue^{j\theta}$, $\underline{U}_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ et $\underline{U}_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$, alors $\underline{U}_2 = (Ue^{j\theta} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3})/3 = 0$.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-28, modifié (ajout de la Note 1 à l'article)]

3.1.5

puissance active nominale

valeur nominale de la puissance active de l'éolienne, qui doit être indiquée par le fabricant et qui est utilisée comme base unitaire pour toutes les puissances (active, réactive, apparence)

3.1.6

courant nominal

valeur nominale I_n du courant d'éolienne, qui doit être calculée à partir de la puissance active

nominale P_n et de la tension nominale U_n selon $I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n}$

3.1.7

fréquence nominale

valeur nominale de la fréquence de l'éolienne, qui doit être indiquée par le fabricant

3.1.8**tension nominale**

valeur nominale de la tension de l'éolienne, qui doit être indiquée par le fabricant

3.1.9**phaseur****valeur efficace complexe**

pour une grandeur sinusoïdale $a(t) = \hat{A} \cos(\omega t + \nu_0)$, valeur complexe $\underline{A} = A e^{j\nu_0}$ avec $A = \frac{\hat{A}}{\sqrt{2}}$, où j est l'unité imaginaire, $\hat{A}$ est l'amplitude complexe, ω est la pulsation, et ν_0 la phase initiale

[SOURCE: IEC 60050-103:2009, 103-07-14]

3.1.10**point de connexion**

point de référence sur le réseau d'énergie électrique auquel l'installation de l'utilisateur est raccordée

[SOURCE: IEC 60050-617:2009, 617-04-01]

3.1.11**composante directe** (d'un système triphasé)

une des trois composantes symétriques qui n'existe que dans un système triphasé équilibré et déséquilibré de grandeurs sinusoïdales et qui est définie par l'expression mathématique complexe ci-après:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{a} \underline{X}_{L2} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L3})$$

où $\underline{a}$ est l'opérateur correspondant à une rotation de 120 degrés et où $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ et $\underline{X}_{L3}$ sont les expressions complexes des grandeurs de phase considérées, avec $\underline{X}$ désignant les phaseurs de courant ou de tension du réseau

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-27]

3.1.12**stabilité d'un réseau (d'énergie électrique)**

aptitude d'un réseau à retrouver un régime établi caractérisé par le fonctionnement des générateurs en synchronisme, après une perturbation due, par exemple, à une variation de puissance ou d'impédance

Note 1 à l'article: Joint Task Force IEEE/CIGRE on Stability Terms and Definitions: La stabilité d'un réseau d'énergie électrique est l'aptitude d'un réseau d'énergie électrique, pour un état de fonctionnement initial donné, à retrouver un équilibre de fonctionnement après avoir fait l'objet de perturbations physiques, la plupart des variables du réseau étant liées de sorte que pratiquement tout le réseau reste intact.

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-03-01]

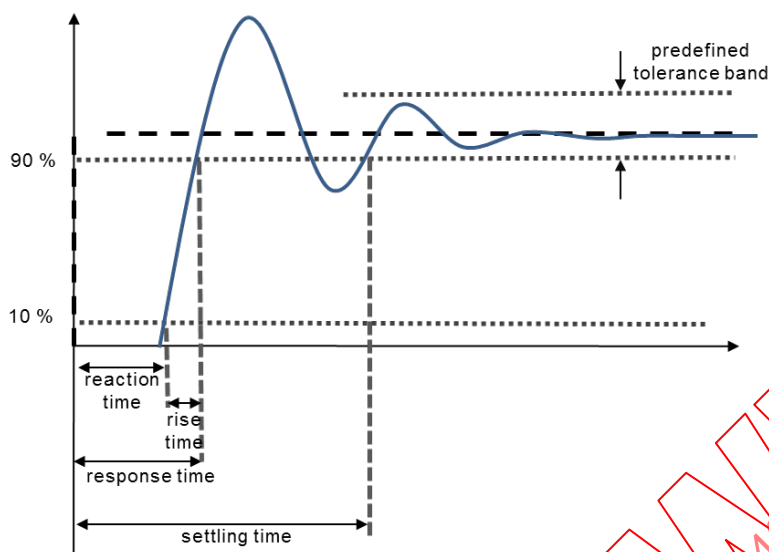
3.1.13**régime quasi établi d'un réseau**

régime établi à court terme, par exemple pendant un creux de tension qui est suffisamment long pour inclure une période où les variables d'état du système peuvent être considérées comme sensiblement constantes

3.1.14**temps de réaction**

temps écoulé à partir de l'émission d'une commande de changement d'échelon jusqu'à ce que la valeur observée atteigne 10 % du changement d'échelon

Note 1 à l'article: Le temps de réaction est illustré dans la Figure 2.



IEC

Légende

Anglais	Français
predefined tolerance band	plage de tolérance prédéfinie
reaction time	temps de réaction
rise time	temps de montée
response time	temps de réponse
settling time	durée d'établissement

Figure 2 – Exemple de réponse indicielle.

3.1.15

temps de réponse

temps écoulé à partir de l'émission d'une commande de changement d'échelon jusqu'à ce que la valeur observée entre pour la première fois dans la plage de tolérance prédéfinie de la valeur cible

Note 1 à l'article: Le temps de réponse est illustré dans la Figure 2.

3.1.16

durée d'établissement

temps écoulé à partir de l'émission d'une commande de changement d'échelon jusqu'à ce que la valeur soit maintenue en continu dans la plage de tolérance prédéfinie de la valeur cible

Note 1 à l'article: La durée d'établissement est illustrée dans la Figure 2.

3.1.17

puissance de court-circuit

produit du courant dans le court-circuit en un point du réseau par une tension nominale, généralement la tension de service

Note 1 à l'article: A l'aide d'unités physiques pour le courant de ligne (A) et la tension nominale (V), il convient que le produit inclut également le facteur $\sqrt{3}$.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-14]

3.1.18**rapport de court-circuit**

rapport de la puissance de court-circuit en un point de connexion à la puissance active nominale de la centrale éolienne ou de l'éolienne

3.1.19**régime établi d'un réseau**

état de fonctionnement d'un réseau dans lequel les variables d'état sont considérées comme sensiblement constantes

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-02-06]

3.1.20**variables d'état (d'un réseau)**

grandeurs variables liées à l'état électrique du réseau

Exemples: Tensions, courants, puissances, charges électriques, flux magnétiques.

[SOURCE: IEC 6005-603:1986, 603-02-02]

3.1.21**période transitoire**

périodes avec transitoires électromagnétiques mesurés qui ne sont pas inclus dans les modèles de fréquence fondamentale

3.1.22**taux de déséquilibre**

dans un réseau triphasé, expression du degré de déséquilibre par le rapport, exprimé en pourcentage, entre la valeur efficace de chacune des composantes inverse ou homopolaire et celle de la composante directe de la tension ou du courant

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-01-30]

3.1.23**alimentation continue sous tension****UVRT**

aptitude d'une éolienne ou d'une centrale éolienne à rester connectée en cas de creux de tension

Note 1 à l'article: L'abréviation "UVRT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "under voltage ride through".

3.1.24**creux de tension**

baisse brutale de la tension en un point du réseau, suivie d'un retour de la tension après un court laps de temps de quelques périodes à quelques secondes

[SOURCE: IEC 60050-604:1987, 604-01-25]

3.1.25**centrale éolienne**

centrale électrique constituée d'une ou de plusieurs éoliennes, de matériels auxiliaires et de commande d'installation

3.1.26**éolienne**

mécanisme rotatif au moyen duquel l'énergie cinétique du vent est convertie en une autre forme d'énergie

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-01-01]

3.1.27

bornes de l'éolienne

point faisant partie de l'éolienne et identifié par le fournisseur comme point auquel l'éolienne est connectée au système de collecte de puissance

Note 1 à l'article: Définition identique à celle de l'IEC 61400-21 pour le point de mesure des essais.

3.1.28

composante homopolaire (d'un système triphasé)

une des trois composantes symétriques qui n'existe que dans un système triphasé déséquilibré de grandeurs sinusoïdales et qui est définie par l'expression mathématique complexe ci-après:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3})$$

où $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ et $\underline{X}_{L3}$ sont les expressions complexes des grandeurs de phase considérées, avec $\underline{X}$ désignant les phaseurs de courant ou de tension du réseau

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-29]

3.2 Abréviations et indices

3.2.1 Abréviations

Les abréviations suivantes sont utilisées dans la présente norme:

AG	asynchronous generator (générateur asynchrone)
C	condensateur de liaison en courant continu.
CB	circuit breaker (disjoncteur principal)
CH	chopper (hacheur)
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
CRB	circuit de limitation de tension (crowbar)
DCL	DC link (liaison en courant continu)
DFAG	doubly fed asynchronous generator ⁴ (générateur asynchrone à double alimentation)
GB	gearbox (multiplicateur)
GSC	generator side converter (convertisseur côté générateur)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
LSC	line (grid) side converter (convertisseur côté ligne (réseau))

⁴ Souvent appelé générateur d'induction à double alimentation (GIDA), qui n'est pas utilisé comme générateur à induction lorsque le courant du rotor est commandé.

MSC	mechanically switched capacitor, batterie de condensateurs commutée mécaniquement, qui n'est pas commutée de manière dynamique en cas de creux de tension
NERC	North American Electric Reliability Corporation
ROCOF	rate of change of frequency (taux de variation de fréquence)
SCADA	supervisory control and data acquisition (système de supervision, contrôle et acquisition de données)
SG	synchronous generator (générateur synchrone)
STATCOM	static synchronous compensator, compensateur synchrone statique basé sur un convertisseur tension électronique de puissance-source
SVC	static var compensator (compensateur statique var)
TR	transformateur
TSC	thyristor switched capacitor, batterie de condensateurs commutée par thyristor, qui est commutée de manière dynamique en cas de creux de tension
UVRT	under voltage ride through (alimentation continue sous tension)
VRRAG	asynchronous generator with variable rotor resistance (générateur asynchrone à résistance rotorique variable)
WP	wind power plant (centrale éolienne)
WT	wind turbine (éolienne)
WTR	WT rotor (rotor d'éolienne)
WTT	WT terminals (bornes d'éolienne)

3.2.2 Indices

ag	air gap (entrefer)
base	valeur de base par unité
cmd	commande actuelle vers l'aérogénérateur
drt	drive train (transmission)
DTD	drive train damping (amortissement de transmission active)
E	erreur maximale entre la simulation et la mesure
err	erreur d'entrée du système de commande
gen	générateur
init	valeur initiale
filt	filtré
MAE	mean absolute error, erreur absolue moyenne entre la simulation et la mesure
max	maximum
ME	mean error, erreur moyenne entre la simulation et la mesure
mea	measured (mesuré)

min	minimum
MXE	erreur maximale entre la simulation et la mesure
n	nominal
ord	ordre de puissance active ou réactive à partir du système de commande de l'éolienne
p	composante active
q	composante réactive
u	tension
WTref	valeur de référence de l'éolienne
sim	simulé
UVRT	under voltage ride through (alimentation continue sous tension)
WT	variable au niveau de la borne de l'éolienne WTT
WTR	WT rotor (rotor d'éolienne)

4 Symboles et unités

4.1 Généralités

Sauf indication contraire, dans la présente norme, les valeurs de courant et de tension sont des fondamentales directes.

Les symboles suivants sont utilisés dans la présente norme en complément des paramètres définis dans la bibliothèque de modules 5.6. Pour les variables avec unités physiques, les unités sont données entre crochets. Pour les variables par unité, les bases par unité sont données entre crochets.

4.2 Symboles (unités)

Θ	angle de pas (deg)
τ_{init}	valeur initiale de couple (base T)
T_{base}	valeur de base p.u. du couple $T_{\text{base}} = \frac{P_n}{\Omega_{\text{base}}} \text{ (Nm)}$
ω_{gen}	vitesse de rotation du générateur (Ω_{base})
ω_{ref}	vitesse de rotation de référence (Ω_{base})
ω_{WTR}	vitesse de rotation du rotor d'éolienne (Ω_{base})
Ω_{base}	base p.u. de vitesse de rotation $\Omega_{\text{base}} = \begin{cases} \Omega_n & \text{se référant à gen} \\ \frac{\Omega_n}{n_{\text{gear}}} & \text{se référant à WTR} \end{cases} \text{ (rad/s)}$
Ω_n	vitesse de rotation nominale du générateur (rad/s)
f_n	fréquence nominale du réseau (50 Hz ou 60 Hz)
F_{OCB}	drapeau de disjoncteur ouvert (0,1)

F_{UVRT}	drapeau d'alimentation continue sous tension (0,1,2)
f_{sys}	fréquence réseau du système électrique global (f_n)
f_{WT}	fréquence réseau à la borne d'éolienne (f_n)
I_n	courant nominal à la borne d'éolienne (A)
$\underline{i}_{gen}$	phaseur de courant de générateur dans les coordonnées du réseau d'énergie électrique (I_n)
$\underline{i}_{WT}$	phaseur de courant de borne d'éolienne dans les coordonnées du réseau d'énergie électrique (I_n)
i_{WTmea}	courant à la borne d'éolienne mesuré et à traitement des signaux (I_n)
i_{WTraw}	courant brut à la borne d'éolienne mesuré selon l'IEC 61400-21 (I_n)
i_{WTsim}	courant à la borne d'éolienne simulé et à traitement des signaux (I_n)
i_{pcmd}	commande de courant actif vers l'aérogénérateur (convention de signe de génération) (I_n)
i_{pmax}	courant actif maximal (convention de signe de génération) (I_n)
i_{qcmd}	commande de courant réactif vers l'aérogénérateur (convention de signe capacitif) (I_n)
i_{qmax}	courant réactif maximal (convention de signe capacitif) (I_n)
i_{qmin}	courant réactif minimal (convention de signe capacitif) (I_n)
n_{gear}	rapport d'engrenage mécanique entre le rotor d'éolienne et le générateur
P_{ag}	puissance du générateur (entrefer) (P_n)
P_{aero}	puissance aérodynamique (P_n)
P_{ord}	ordre de puissance à partir du système de commande de l'éolienne (P_n)
P_n	puissance active nominale de l'éolienne (W)
P_{WT}	puissance active à la borne d'éolienne (convention de signe de génération) (P_n)
P_{WTref}	référence de puissance active à la borne d'éolienne (P_n)
q_{WT}	puissance réactive à la borne d'éolienne (convention de signe capacitif) (P_n)
q_{WTmax}	puissance réactive maximale à la borne d'éolienne (convention de signe capacitif) (P_n)
q_{WTmin}	puissance réactive minimale à la borne d'éolienne (convention de signe capacitif) (P_n)
r_{rot}	résistance rotorique VRRAG (Z_{base})
T_{com}	durée d'échantillonnage commune utilisée pour comparer les valeurs mesurées et simulées (s)
T_{mea}	débit d'échantillons des données brutes mesurées (s)
T_s	intervalle d'intégration (s)
$\underline{u}_{gen}$	phaseur de tension de générateur dans les coordonnées du réseau d'énergie électrique (I_n)

U_n	tension entre phases nominale aux bornes de l'éolienne (V)
u_{WT}	tension aux bornes de l'éolienne (U_n)
$\underline{u}_{WT}$	phaseur de tension aux bornes de l'éolienne dans les coordonnées du réseau d'énergie électrique (U_n)
u_{WTmea}	tension aux bornes de l'éolienne mesurée et à traitement des signaux (U_n)
u_{WTraw}	tension brute aux bornes de l'éolienne mesurée selon l'IEC 61400-21 (U_n)
u_{WTsim}	tension aux bornes de l'éolienne simulée et à traitement des signaux (U_n)
W_{fault}	intervalle définissant la période de défaut (s)
$W_{faultQS}$	partie du régime quasi établi de W_{fault} (s)
W_{post}	intervalle définissant la période post-défaut (s)
W_{postQS}	partie du régime quasi établi de W_{post} (s)
W_{pre}	intervalle définissant la période prédéfaut (s)
$x_E(n)$	série temporelle d'erreur de simulation fournie par le traitement des signaux
x_{MAE}	erreur absolue moyenne dans l'intervalle
x_{ME}	erreur moyenne dans l'intervalle
$x_{mea}(n)$	série temporelle mesurée fournie par le traitement des signaux
x_{MXE}	erreur maximale dans l'intervalle
$x_{sim}(n)$	série temporelle simulée fournie par le traitement des signaux
x_{WTref}	référence de la puissance réactive aux bornes de l'éolienne (convention du signe capacitif) ou référence de la tension delta, en fonction du mode de commande de l'éolienne (P_n or U_n)
Z_{base}	valeur de base d'impédance $Z_{base} = \frac{U_n^2}{P_n} (\Omega)$

5 Spécification des modèles

5.1 Vue d'ensemble

L'Article 5 a pour objet de spécifier un ensemble de modèles de simulation génériques couvrant les types existants d'éolienne, et une structure de développement des modèles pour les types d'éoliennes ultérieurs.

En règle générale, les éoliennes sont divisées en 4 types, qui tiennent actuellement une place importante dans les réseaux d'énergie électrique (Hansen 2004, NERC 2010). En s'appuyant sur la nomenclature de NERC (types 1 à 4), les 4 types présentent les caractéristiques suivantes:

- Type 1: éolienne à générateur asynchrone directement raccordé au réseau avec résistance rotorique fixe (en général à cage d'écureuil).
- Type 2: éolienne à générateur asynchrone directement raccordé au réseau avec résistance rotorique variable.
- Type 3: éoliennes à générateurs asynchrones à double alimentation (stator directement raccordé et rotor raccordé par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance).

- Type 4: éoliennes totalement raccordées par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance.

La spécification de modèle se compose des paragraphes suivants:

- 5.2 donne les spécifications générales.
- 5.3 spécifie l'interface entre le modèle d'éolienne, le modèle de centrale éolienne et le modèle de réseau.
- 5.4 spécifie les catégories de paramètres de modèle d'éolienne et la manière dont ces catégories affectent l'initialisation du modèle.
- 5.5 spécifie la structure modulaire générique de la structure modulaire des modèles d'éolienne de 1 à 4, respectivement, et des modèles de commande correspondants.
- 5.6 spécifie les modèles détaillés des modules individuels utilisés en 5.5.

5.2 Spécifications générales

Le présent paragraphe décrit les spécifications générales des modèles d'éoliennes. Les spécifications ne sont pas des exigences de performance des éoliennes, mais des exigences en matière de structure du modèle.

Ces modèles ont été développés en gardant à l'esprit les spécifications suivantes:

- Les modèles couvrent au moins les quatre catégories existantes de technologies d'éoliennes actuellement développées: générateurs asynchrones conventionnels, générateurs asynchrones à résistance rotorique variable, générateurs asynchrones à double alimentation et éoliennes d'interface à convertisseur complet.
- Les modèles sont modulaires par nature, de manière à assurer le potentiel d'augmentation en cas de développement d'autres technologies ou de fonctions de commande supplémentaires.
- Les modèles doivent être utilisés principalement pour les études de stabilité d'un réseau d'énergie électrique. Il convient donc qu'ils représentent toutes les dynamiques directes affectées et pertinentes en cas de
 - courts-circuits équilibrés sur le réseau de transport d'électricité (externe à la centrale éolienne, y compris le retour de la tension),
 - perturbations à la fréquence du réseau⁵,
 - modes électromécaniques des oscillations du rotor du générateur synchrone (en général dans la gamme comprise entre 0,2 Hz et 4 Hz), et
 - modifications de la valeur de référence.
- Les modèles concernent la réponse directe à la fréquence fondamentale⁶.
- Il convient que les modèles soient valides pour les écarts de fréquence classiques du réseau d'énergie électrique (± 6 % recommandé pour la fréquence nominale du réseau).
- Il convient que les modèles soient en mesure de traiter numériquement la simulation des variations de phase.
- Il convient que les modèles soient valides pour les écarts de tension en régime établi dans la plage comprise entre 0,85 p.u. et 1,15 p.u.

⁵ Le réglage de la fréquence n'est pas inclus dans les modèles d'éoliennes de l'IEC 61400-27-1. Le réglage de la fréquence principale est inclus dans les modèles au niveau de la centrale spécifiés dans l'Annexe D informative, et va être inclus dans les modèles au niveau de la centrale spécifiés dans l'IEC 61400-27-2.

⁶ En général, les simulations directes sont suffisantes pour les études de stabilité d'un réseau de distribution et de transport. Une représentation correcte des composantes inverses et homopolaires se révèle fastidieuse.

- Il convient que les modèles soient valides pour les phénomènes de tension dynamique (les défauts, par exemple) dans lesquels la tension peut chuter temporairement à zéro⁷.
- Le délai de simulation dynamique classique est compris entre 10 secondes et 30 secondes. La vitesse du vent est supposée constante pendant ce délai.
- Il convient que les modèles fonctionnent avec des intervalles d'intégration jusqu'à $\frac{1}{4}$ de cycle⁸. En conséquence, la largeur de bande du modèle ne peut pas être supérieure à 15 Hz⁹.
- Il convient d'initialiser les modèles en régime établi à partir de solutions de flux de puissance à puissance nominale pleine ou partielle.
- Il convient de tenir compte implicitement des conditions extérieures (la vitesse du vent, par exemple) via la puissance aérodynamique disponible.
- Il convient de modéliser la protection à minimum/maximum de fréquence et de tension, si elle existe dans la commande pour permettre une réalisation réaliste de la déconnexion de l'éolienne suite à des perturbations du réseau. Il peut s'agir de modules séparés raccordés au modèle d'éolienne principal¹⁰.
- Il convient de tenir compte de l'inertie éolienne/générateur et du mode de torsion de la transmission principale s'ils peuvent avoir une influence significative sur les oscillations de puissance¹¹.
- Il convient que les modèles soient cohérents d'un point de vue numérique, de manière à pouvoir les appliquer dans des systèmes de court-circuit hauts et bas. Les fournisseurs de matériel doivent établir le rapport de court-circuit minimal et/ou les conditions de système pour lesquels le modèle est applicable pour leur matériel spécifique. Les dynamiques des boucles à verrouillage de phase ne sont pas incluses dans les modèles¹².
- Il convient de spécifier clairement les modèles avec les schémas de principe, une explication des composantes non linéaires et des équations présentes dans les modèles, et une description des problèmes d'initialisation permettant à un fournisseur de logiciel de mettre en œuvre les modèles. La norme ne décrit pas les algorithmes appliqués dans les outils de simulation de séries temporelles spécifiques, mais uniquement les relations linéaires, non linéaires et différentielles modélisées.
- Les modèles génériques incluent les modèles génériques des systèmes de protection et de commande, qui s'écartent inévitablement des systèmes spécifiques du fabricant. Il convient de pouvoir paramétrer aisément les modèles afin de représenter les systèmes spécifiques du fabricant, en définissant les blocs distincts de protection et de commande. Grâce à cette structure, il sera possible de remplacer les blocs système génériques de commande et de protection par des blocs spécifiques au fabricant.
- Il convient que le modèle inclue la capacité de puissance réactive de l'éolienne.

⁷ Les modèles ne sont pas validés pour les événements de surtension dynamique. Pour les tensions très faibles, la validité est également limitée en cas d'instabilité de la commande du convertisseur (Göksu 2014)

⁸ Les modèles peuvent fonctionner de manière stable avec des intervalles d'intégration de $\frac{1}{2}$ cycle, mais certaines constantes de temps peuvent devoir être modifiées pour atteindre au moins deux fois l'intervalle d'intégration. Cette modification de paramètre affecte la précision du modèle.

⁹ Il est généralement accepté que la constante de temps minimale qui peut être incluse dans un modèle dynamique soit égale à deux fois l'intervalle d'intégration. Ainsi, pour des intervalles d'intégration de $\frac{1}{4}$ cycle, il convient que les modèles fonctionnent avec des intervalles d'intégration de 0,005 s dans le pire cas (50 Hz). La constante de temps minimale devient alors 0,01 s. Pour un premier retard d'ordre avec une constante de temps de 0,01 s, la largeur de bande de 3 dB est de 10 rad/s = 15,9 Hz, soit une valeur arrondie à 15 Hz.

¹⁰ La fréquence fondamentale spécifiée ne reflète pas une protection du réseau supérieure à 1 cycle.

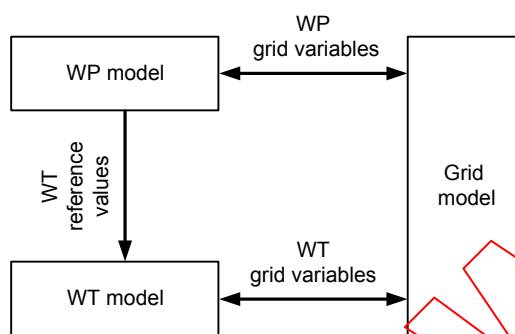
¹¹ Ceci est uniquement possible si la fréquence propre du mode de torsion de la transmission principale est dans la largeur de bande du modèle. Ceci est cependant le cas pour pratiquement toutes les éoliennes.

¹² En règle générale, les dynamiques associées à la boucle à verrouillage de phase sont un ordre d'amplitude plus rapide que celles du système de commande de l'éolienne. L'impact de la boucle à verrouillage de phase est donc marginal du point de vue des études du réseau de distribution et de transport.

5.3 Interface de modèle

Le présent paragraphe a pour objet de spécifier l'interface des modèles d'éolienne. Le modèle d'éolienne assure l'interface avec le modèle de réseau de l'outil de simulation de réseau d'énergie électrique et le modèle de centrale éolienne spécifié dans l'IEC 61400-27-2.

L'interface de simulation dynamique générale entre le modèle d'éolienne, le modèle de réseau et le modèle de centrale éolienne est illustrée à la Figure 3.



Légende

Anglais	Français
WP model	Modèle de centrale éolienne
WP grid variables	Variables de réseau de centrale éolienne
Grid model	Modèle de réseau
WT grid variables	Variables de réseau de l'éolienne
WT model	Modèle d'éolienne
WT reference values	Valeurs de référence de l'éolienne

Figure 3 – Interface générale entre le modèle d'éolienne, le modèle de réseau et le modèle de centrale éolienne

Le modèle peut être excité soit par un événement survenu dans le modèle de réseau (un court-circuit, par exemple) soit par une modification de la valeur de référence de l'éolienne apportée par le système de commande de centrale éolienne.

Le modèle d'éolienne utilise la tension de réseau en entrée à partir du modèle de réseau, et restitue en sortie des courants de réseau. Ces entrées et sorties se rapportent aux bornes de l'éolienne.

Les éoliennes peuvent recevoir des valeurs de référence en ligne, en général par l'intermédiaire du système de supervision, contrôle et acquisition de données (SCADA) de la centrale éolienne, provenant d'un système de commande de centrale éolienne ou d'une commande à distance. L'ensemble de valeurs de référence disponible est différent selon le type, le fabricant et le mode de fonctionnement de l'éolienne. Les valeurs de référence suivantes sont prises en compte dans les modèles d'éolienne génériques:

- Valeur de référence de puissance active.
- Valeur de référence de puissance réactive.
- Valeur de référence de tension.

Noter que les modèles d'éolienne peuvent également simuler un mode de commande de facteur de puissance, auquel cas, la valeur de référence de facteur de puissance de l'éolienne est supposée constante tout au long de la simulation.

5.4 Paramètres et initialisation

5.4.1 Généralités

Pour utiliser les modèles génériques spécifiés en 5.5, le fabricant de l'éolienne doit fournir les paramètres de modèle d'éolienne pour chacun des modules utilisés identifiés dans le tableau correspondant au type de modèle sélectionné. Les paramètres globaux des modèles d'éoliennes sont identifiés et décrits en 5.4.3, mais la majorité des paramètres des modèles d'éolienne sont identifiés et décrits dans les tableaux des paramètres de la bibliothèque de modules 5.6. Ces paramètres de modèle d'éolienne sont classés conformément à 5.4.2.

Certains modules décrits en 5.6 utilisent également des variables d'initialisation, qui sont définies par l'initialisation de modèle, reposant généralement sur le cas de flux de puissance. 5.4.4 donne un aperçu de l'initialisation.

5.4.2 Catégories de paramètres

Chaque paramètre de modèle d'éolienne est classé en fonction du type, du projet ou du cas. La catégorie de chaque paramètre de modèle d'éolienne est identifiée dans les tableaux de paramètres de la bibliothèque de modules 5.6.

Les trois catégories de paramètres sont définies comme suit:

- Les paramètres dépendant du type sont caractéristiques au type d'éolienne spécifique. Cela est généralement le cas des paramètres mécaniques et électriques.
- Les paramètres dépendant du projet peuvent varier en fonction du type d'éolienne spécifique, selon le projet particulier. Cela est en général le cas des paramètres de commande définis en fonction d'exigences de code de réseau spécifiques.
- Les paramètres dépendant du cas peuvent varier en fonction du régime établi spécifique préalable aux perturbations (selon que la puissance réelle et/ou possible est nominale ou partielle, par exemple). Il revient au fabricant de l'éolienne de préciser clairement dans quelle mesure les paramètres dépendant du cas sont fonction du cas de simulation spécifique.

Le fabricant de l'éolienne peut mettre à niveau la catégorie de paramètres spécifiques indiquée dans les tableaux de 5.6 à chaque fois que cela est valable pour le type d'éolienne considéré. Il est envisagé de réduire le nombre de paramètres dépendant du cas à une valeur minimale, mais également de clairement établir la plage d'application limitée pour un ensemble spécifique de paramètres.

5.4.3 Paramètres globaux

Les paramètres globaux de modèles d'éoliennes sont listés en Tableau 1. Ces paramètres sont utilisés dans la bibliothèque de modèles 5.6 et la bibliothèque de symboles de blocs Annexe G en plus des paramètres spécifiques au module listés dans chacun des modèles individuels en 5.6.

Tableau 1 – Paramètres globaux de modèles d'éoliennes

Symbole	Unités de base	Description
f_n	Hz	Fréquence nominale
T_s	s	Intervalle d'intégration

5.4.4 Initialisation

L'initialisation du modèle d'éolienne doit être cohérente avec celle du modèle de réseau et du modèle de centrale éolienne spécifié dans l'IEC 61400-27-2. L'interface de l'initialisation du

modèle de réseau, du modèle de centrale éolienne et du modèle d'éolienne est illustrée à la Figure 4.

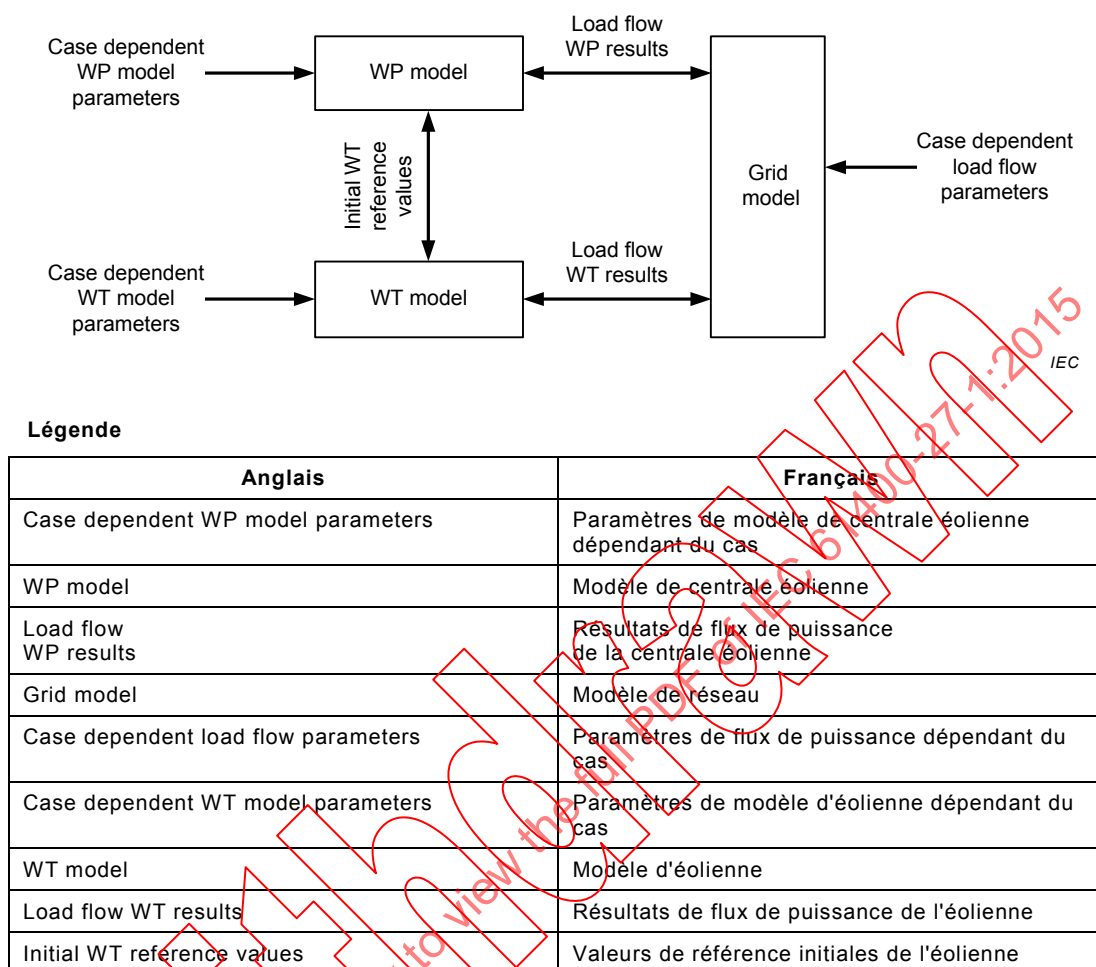


Figure 4 – Interface générale d'initialisation du modèle d'éolienne, du modèle de centrale éolienne et du modèle de réseau

Préalablement à l'initialisation du modèle, les paramètres dépendant du cas doivent être mis à niveau. Cela s'applique aux paramètres de flux de puissance du modèle de réseau et aux paramètres d'éolienne et de centrale éolienne spécifiques au cas.

Le modèle de réseau est initialisé par un flux de puissance, qui doit être établi de manière à correspondre aux modes de commande du modèle de centrale éolienne et du modèle d'éolienne. Le flux de puissance a un impact sur l'initialisation du modèle de centrale éolienne et du modèle d'éolienne, puisqu'il détermine toutes les tensions et tous les courants initiaux. De même, selon les valeurs de référence initiales, l'initialisation du modèle de centrale éolienne peut influencer celle du modèle d'éolienne.

Le Tableau 2 répertorie les variables d'initialisation explicitement utilisées dans les modèles.

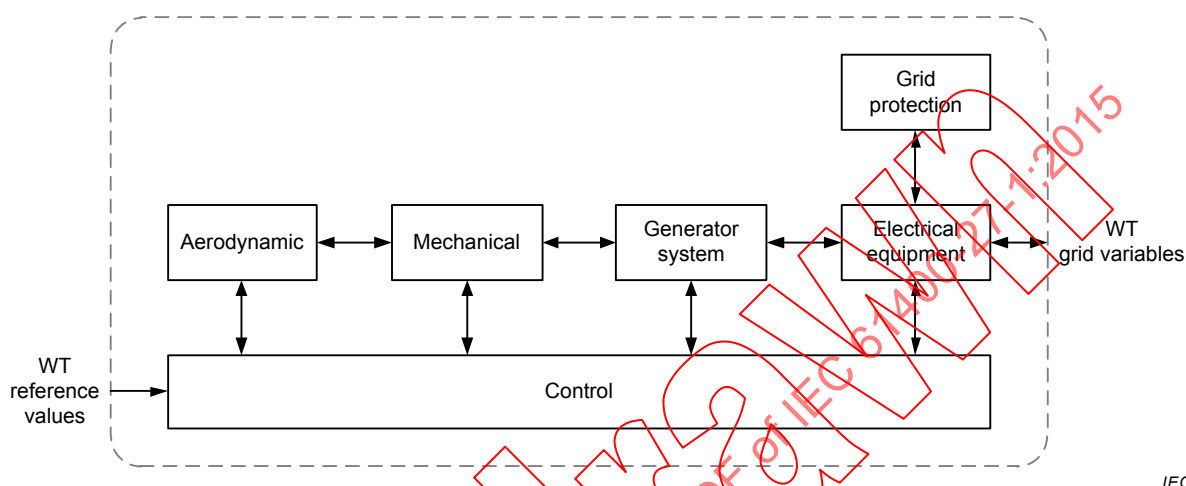
Tableau 2 – Variable d'initialisation utilisée explicitement dans les schémas de principe du modèle

Symbole	Unités de base	Description
p_{init}	P_n	Puissance initiale
τ_{init}	T_{base}	Couple de transmission en régime établi initial
$\tan(\varphi_{init})$	-	Facteur de mise à l'échelle de puissance utilisé dans la commande de facteur de puissance

5.5 Structure modulaire des modèles

5.5.1 Structure modulaire générique

La présente norme utilise la structure modulaire générique du modèle d'éolienne présenté à la Figure 5. La structure est cohérente avec l'interface du modèle d'éolienne définie à la Figure 3. La suite de blocs horizontale du milieu reflète la conversion de la puissance aérodynamique en énergie électrique aux bornes de l'éolienne, la protection et la commande étant présentées respectivement au-dessus et au-dessous.



Légende

Anglais	Français
Grid protection	Protection du réseau
Electrical equipment	Matériel électrique
Generator system	Aérogénérateur
Mechanical	Mécanique
Aerodynamic	Aérodynamique
Control	Commande
WT grid variables	Variables de réseau de l'éolienne
WT reference values	Valeurs de référence de l'éolienne

Figure 5 – Structure modulaire générique des modèles d'éolienne

5.5.2 Type 1

5.5.2.1 Définition du type 1

L'éolienne de type 1 utilise des générateurs asynchrones directement raccordés au réseau, c'est-à-dire sans convertisseur de puissance. La plupart des éoliennes de type 1 disposent d'un démarreur à variations de vitesse, qui n'est actif qu'au démarrage.

La Figure 6 présente les principaux composants électriques et mécaniques des modèles d'éolienne de type 1. Le rotor d'éolienne (WTR) est raccordé au générateur asynchrone (AG) par l'intermédiaire d'un multiplicateur (GB). La batterie de condensateurs assure la compensation de puissance réactive. La plupart des éoliennes de type 1 sont équipées de batteries de condensateurs à commutation mécanique, considérées comme étant fixes pour les simulations à court terme. Les éoliennes de type 1 dotées de capacités d'alimentation sans panne utilisent en général une batterie de condensateurs à commutation par thyristor (TSC) commandée de manière dynamique pendant et après les défauts. Le disjoncteur principal (CB) déconnecte en même temps le générateur et les condensateurs. Les bornes

d'éolienne peuvent se trouver d'un côté ou de l'autre du transformateur (TR) comme indiqué dans l'IEC 61400-21.

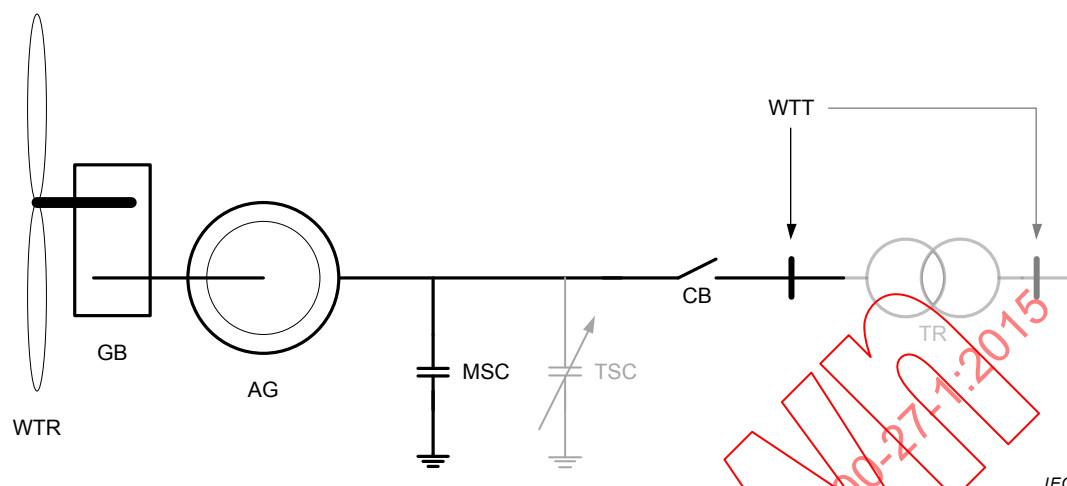


Figure 6 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 1

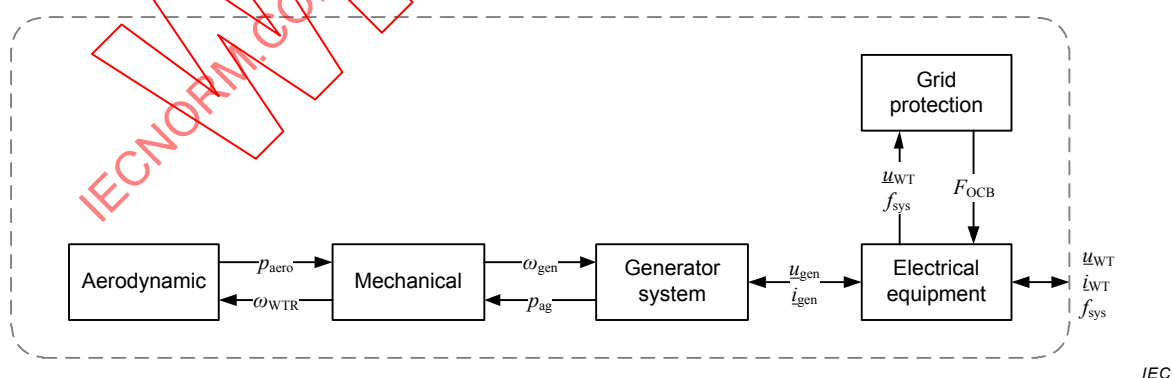
Les éoliennes de type 1 peuvent être dotées d'angles de pas de pale fixes ou de systèmes de pas permettant aux pales de tourner à partir du décrochage aérodynamique (angle de pas positif) ou en décrochage aérodynamique (angle de pas négatif, également appelé commande de puissance active ou commande de décrochage combiné). Dans certaines éoliennes de type 1, la commande d'angle de pale est utilisée dans la commande LVRT active.

Par conséquent, deux modèles de type 1 sont présentés en 6.5.5.2 et 6.5.5.3:

- Type 1A: Eoliennes avec angle de pas fixe
- Type 1B: Eoliennes avec commande d'angle de pas UVRT

5.5.2.2 Spécification du modèle de type 1A

La Figure 7 illustre la structure modulaire du modèle d'éolienne de type 1A. Ce modèle suppose que l'angle de pas est fixe.



NOTE Le bloc aérodynamique est inclus dans la Figure, mais il représente uniquement un modèle de couple aérodynamique constant simpliste.

Légende

Anglais	Français
Grid protection	Protection du réseau
Electrical equipment	Matériel électrique

Anglais	Français
Generator system	Aérogénérateur
Mechanical	Mécanique
Aerodynamic	Aérodynamique

Figure 7 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 1A

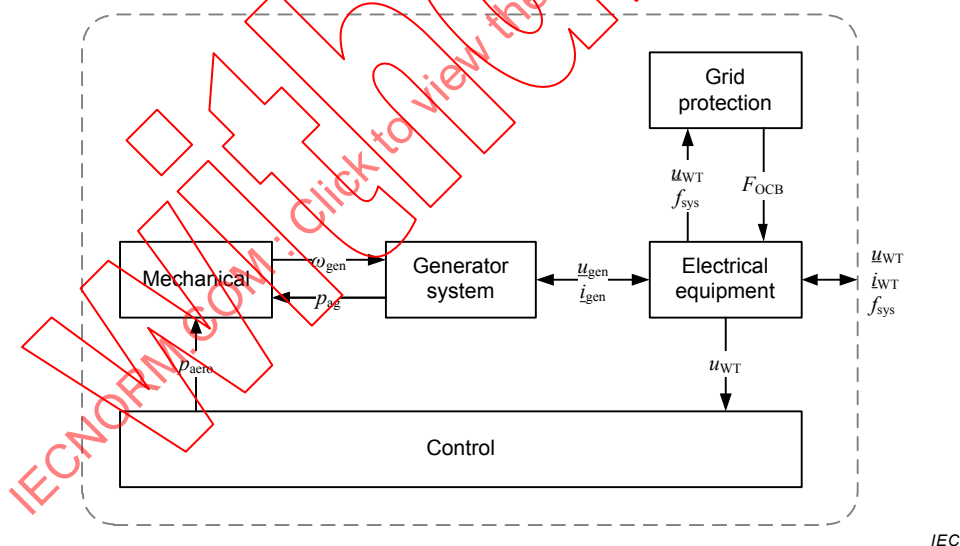
Les détails de chaque bloc sont donnés dans les modules indiqués au Tableau 3.

Tableau 3 – Modules utilisés dans le modèle de type 1A

Bloc	Article du module	Nom du module
Aérodynamique	5.6.1.1	"Modèle de couple aérodynamique constant"
Mécanique	5.6.2.1	"Modèle à deux masses"
Aérogénérateur	5.6.3.1	"Modèle de générateur asynchrone"
Matériel électrique	5.6.4.1 5.6.4.2 (5.6.4.3)	"Modèles de condensateur" "Modèle de disjoncteur" ("Modèle de transformateur")
Protection du réseau	5.6.6	"Modèle de protection du réseau"

5.5.2.3 Spécification du modèle de type 1B

La Figure 8 illustre la structure modulaire du modèle d'éolienne de type 1B. Ce modèle inclut la commande d'angle de pas UVRT.



IEC

NOTE Le bloc aérodynamique n'est pas inclus dans la Figure car les effets aérodynamiques sont intégrés dans le modèle de commande.

Légende

Anglais	Français
Grid protection	Protection du réseau
Electrical equipment	Matériel électrique
Generator system	Aérogénérateur
Mechanical	Mécanique
Control	Commande

Figure 8 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 1B

Les détails de chaque bloc sont donnés dans les modules indiqués au Tableau 4.

Tableau 4 – Modules utilisés dans le modèle de type 1B

Bloc	Article du module	Nom du module
Aérodynamique	5.6.1.1	"Modèle de couple aérodynamique constant"
Mécanique	5.6.2.1	"Modèle à deux masses"
Aérogénérateur	5.6.3.1	"Modèle de générateur asynchrone"
Matériel électrique	5.6.4.1	"Modèles de condensateur "
	5.6.4.2	"Modèle de disjoncteur"
	(5.6.4.3)	("Modèle de transformateur")
Commande	5.6.5.1	"Modèle de puissance de commande de pas"
Protection du réseau	5.6.6	"Modèle de protection du réseau"

5.5.3 Type 2

5.5.3.1 Définition du type 2

La Figure 9 présente les principaux composants électriques et mécaniques considérés dans le modèle d'éolienne de type 2. A de nombreux égards, une éolienne de type 2 s'apparente à une éolienne de type 1, sauf qu'elle est équipée d'une résistance rotorique variable (VRR) et utilise donc un générateur asynchrone à résistance rotorique variable (VRRAG). En général, les éoliennes de type 2 sont également équipées d'une commande d'angle de pas.

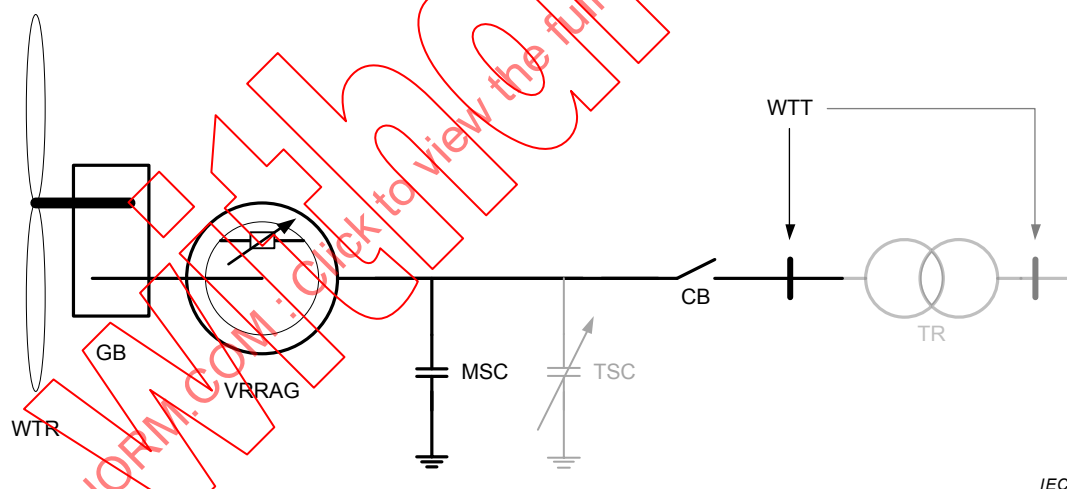
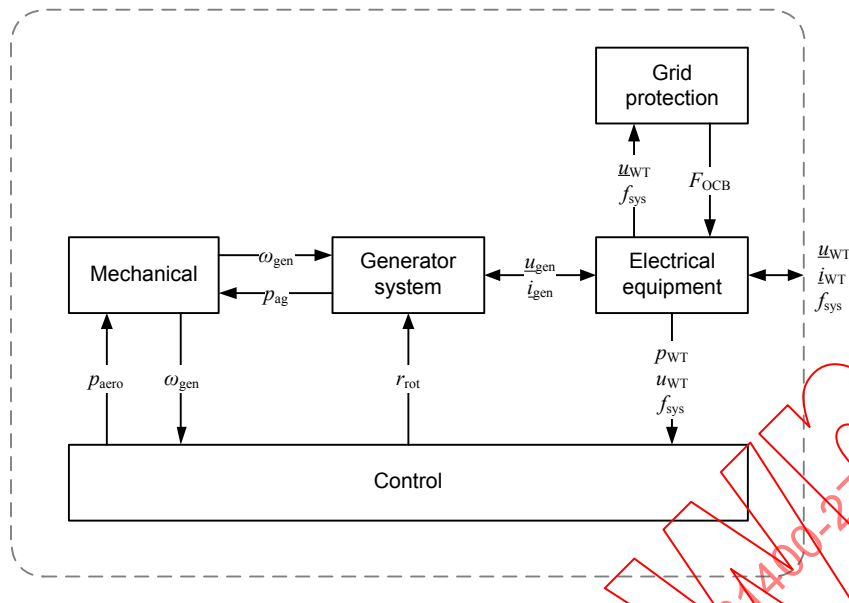


Figure 9 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 2

5.5.3.2 Spécification du modèle de type 2

Le modèle de type 2 spécifié dans la présente norme repose sur les modèles d'éoliennes génériques du groupe de travail IEEE/WECC et est utilisé dans la 2nde génération de modèles WECC (Pourbeik 2013). La structure modulaire du modèle d'éolienne de type 2 est présentée à la Figure 10.



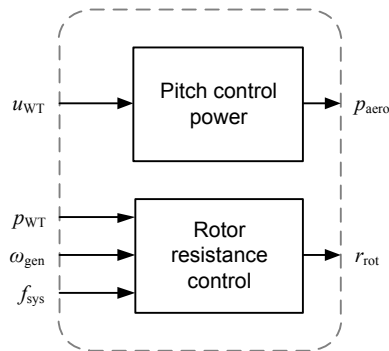
NOTE Le bloc aérodynamique n'est pas inclus dans la Figure car les effets aérodynamiques sont intégrés dans le modèle de commande.

Légende

Anglais	Français
Grid protection	Protection du réseau
Electrical equipment	Matériel électrique
Generator system	Aérogénérateur
Mechanical	Mécanique
Control	Commande

Figure 10 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 2

La Figure 11 illustre la structure modulaire du modèle de commande de type 2. Elle utilise un "émulateur de commande de pas" permettant de commander la puissance active, complété par le modèle de commande de résistance rotorique, et qui contourne la référence de puissance réactive ou de réglage de tension x_{WTref} vers le modèle de condensateur-shunt du module de matériel électrique.



Légende

Anglais	Français
Pitch control power	Puissance de commande de pas
Rotor resistance control	Commande de résistance rotorique

Figure 11 – Structure modulaire du modèle de commande de type 2

Les détails de chaque bloc sont donnés dans les modules indiqués au Tableau 5.

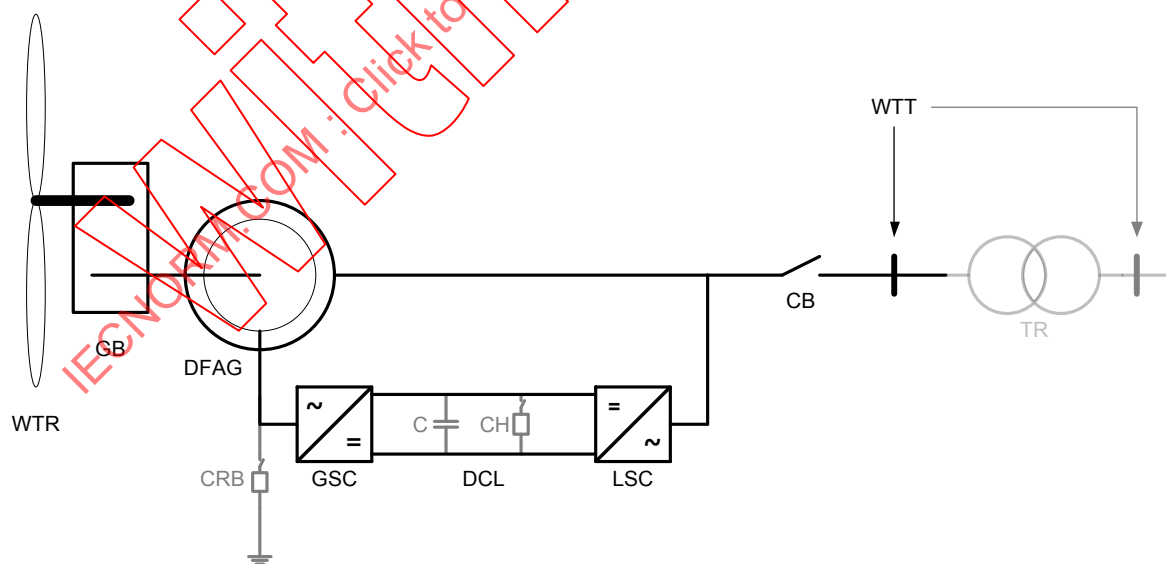
Tableau 5 – Modules utilisés dans le modèle de type 2

Bloc	Article du module	Nom du module
Mécanique	5.6.2.1	"Modèle à deux masses"
Aérogénérateur	5.6.3.1	"Modèle de générateur asynchrone"
Matériel électrique	5.6.4.1	"Modèles de condensateur "
	5.6.4.2	"Modèle de disjoncteur"
	(5.6.4.3)	("Modèle de transformateur")
Commande	5.6.5.1	"Modèle de puissance de commande de pas"
	5.6.5.3	"Modèle de commande de résistance rotorique"
Protection du réseau	5.6.6	"Modèle de protection du réseau"

5.5.4 Type 3

5.5.4.1 Définition du type 3

Une éolienne de type 3 utilise un générateur asynchrone à double alimentation (DFAG), dans lequel le stator est directement raccordé au réseau, le rotor étant raccordé par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance à gradins. La Figure 12 illustre les principaux composants électriques et mécaniques considérés dans les modèles d'éolienne de type 3 de la présente norme. Le convertisseur de puissance est composé du convertisseur côté générateur (GSC), du convertisseur côté ligne (LSC) et de la liaison en courant continu. (DCL) avec le condensateur DCL (C). Les éoliennes de type 3 peuvent disposer d'un GSC et d'un hacheur (CH) suffisamment dimensionnés pour l'alimentation continue de tension sans contourner ni déconnecter le convertisseur. Les autres éoliennes de type 3 intègrent un circuit de limitation de tension (CRB) qui court-circuite le rotor pendant les transitoires électromagnétiques et transforme dans le même temps le générateur de l'éolienne en machine à induction.



IEC

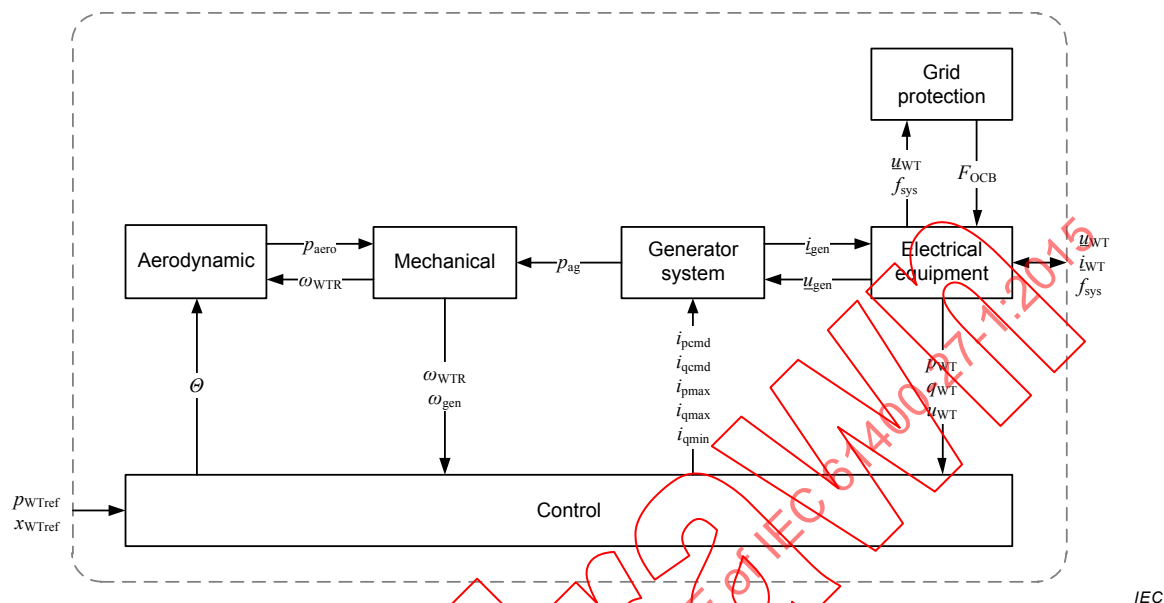
Figure 12 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 3

5.5.4.2 Spécification du modèle de type 3

Le modèle de type 3 générique spécifié dans le présent article inclut les modules du système mécanique et les éléments aérodynamiques. Ce niveau de détail n'est pas toujours

nécessaire. Dans certains cas, l'un des modèles de type 4 génériques est suffisant pour simuler le comportement au niveau des bornes d'éolienne.

La structure modulaire du modèle d'éolienne de type 3 est présentée à la Figure 13.

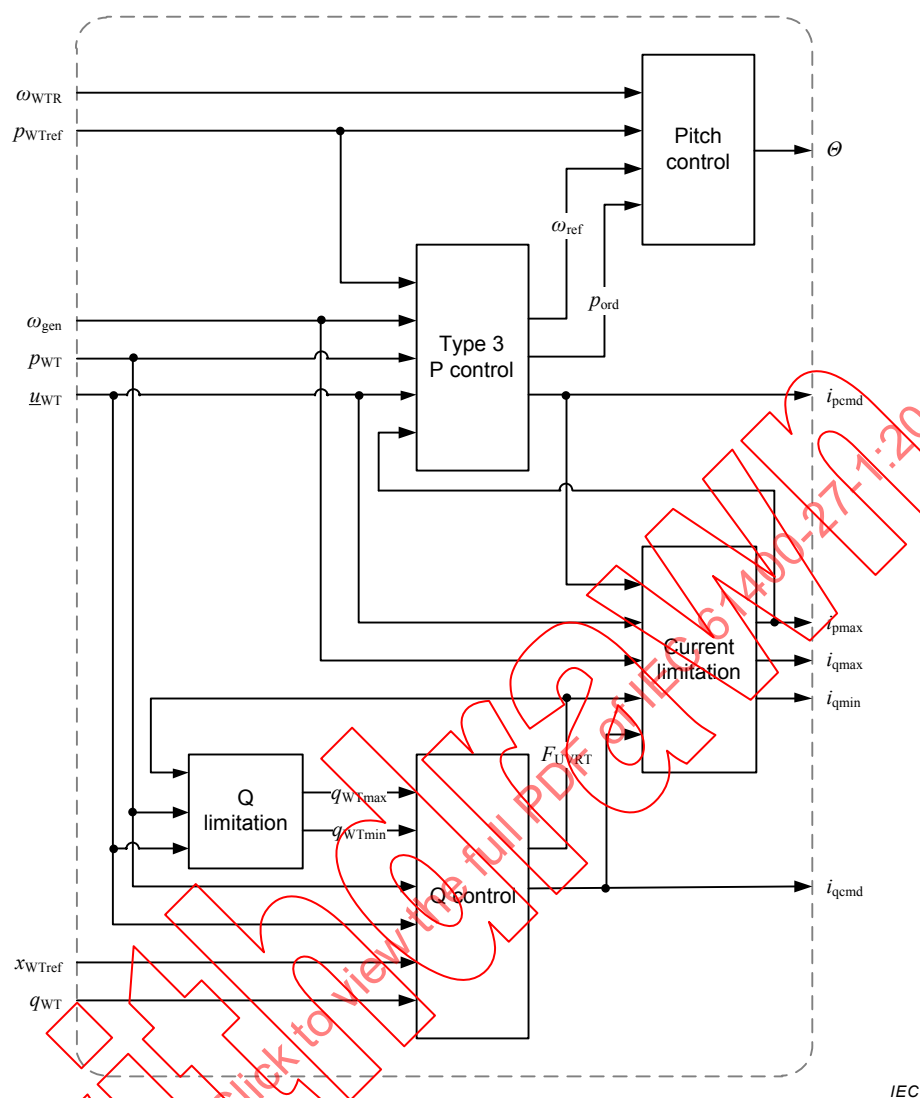


Légende

Anglais	Français
Grid protection	Protection du réseau
Electrical equipment	Matériel électrique
Generator system	Aérogénérateur
Mechanical	Mécanique
Aerodynamic	Aérodynamique
Control	Commande

Figure 13 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 3

La Figure 14 illustre la structure modulaire des modèles de commande de type 3.



Légende

Anglais	Français
Pitch control	Commande de pas
Type 3 P control	Commande P de type 3
Q limitation	Limitation Q
Current limitation	Limitation de courant
Q control	Commande Q

Figure 14 – Structure modulaire des modèles de commande de type 3

Les détails de chaque bloc sont donnés dans les modules indiqués au Tableau 6.

Tableau 6 – Modules utilisés dans le modèle de type 3

Bloc	Article du module	Nom du module
Aérodynamique	5.6.1.3	"Modèle aérodynamique à deux dimensions" ou "Modèle aérodynamique à une dimension"
Mécanique	5.6.2.1	"Modèle à deux masses"
Aérogénérateur	5.6.3.2 ou 5.6.3.3	"Modèle de groupe générateur de type 3A" ou "Modèle de groupe générateur de type 3B"
Matériel électrique	5.6.4.2	"Modèle de disjoncteur"

Bloc	Article du module	Nom du module
	(5.6.4.3)	("Modèle de transformateur")
Commande	5.6.5.4	"Modèle de commande P type 3"
	5.6.5.7	"Modèle de commande Q"
	5.6.5.8	"Modèle de limitation de courant"
	5.6.5.9 ou 5.6.5.10	"Modèle de limitation Q constante" ou "Modèle de limitation QP et QU"
	5.6.5.2	"Modèle de commande d'angle de pas"
Protection du réseau	5.6.6	"Modèle de protection du réseau"

5.5.5 Type 4

5.5.5.1 Définition du type 4

Les éoliennes de type 4 sont raccordées au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance pleine échelle. La Figure 15 illustre les principaux composants électriques et mécaniques considérés dans les modèles d'éolienne de type 4 de la présente norme. Les éoliennes de type 4 utilisent soit des générateurs synchrones (SG) soit des générateurs asynchrones (AG). Certaines éoliennes de type 4 utilisent des générateurs synchrones à transmission directe et sont donc dépourvues de multiplicateur.

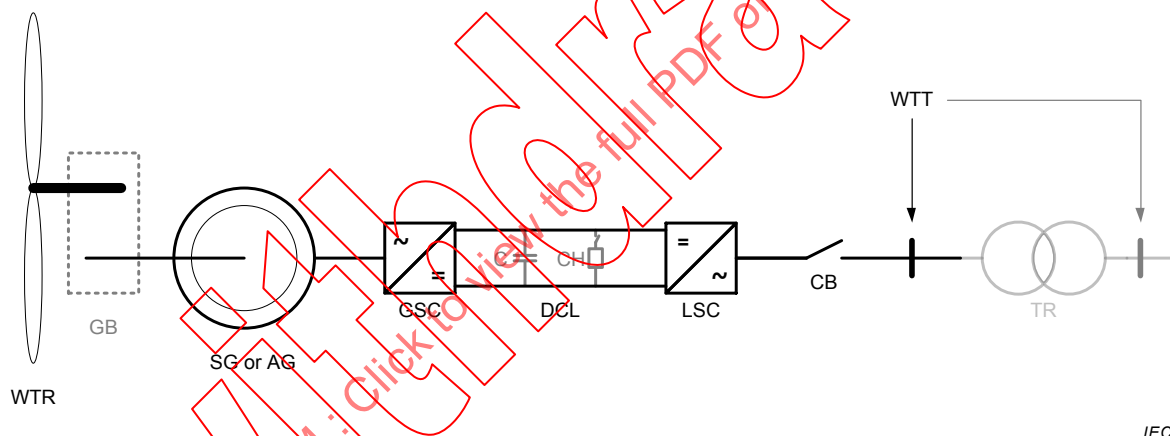


Figure 15 – Principaux composants électriques et mécaniques des éoliennes de type 4

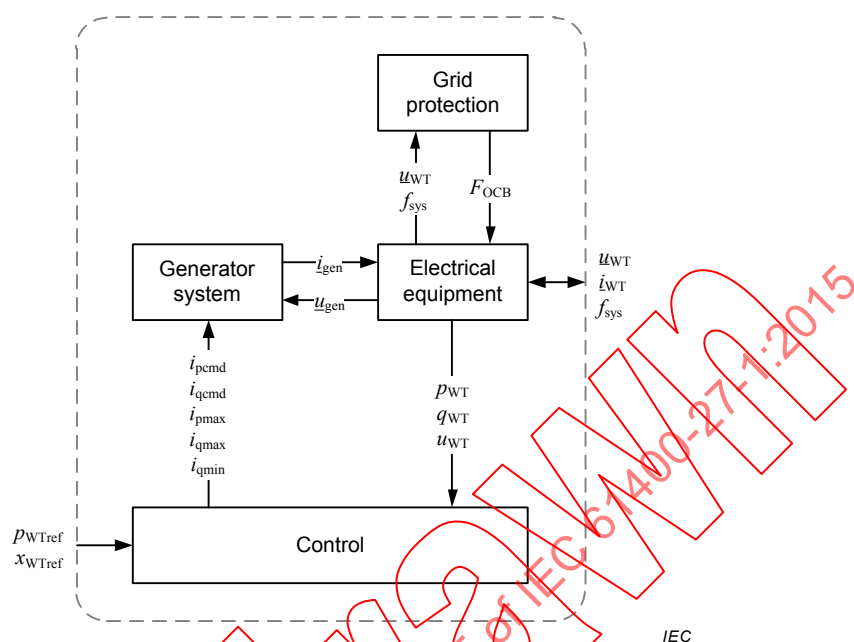
Les éoliennes de type 4 dotées de hacheurs peuvent en principe être modélisées sans tenir compte des parties aérodynamiques et mécaniques de l'éolienne. Les éoliennes de type 4 dépourvues de hacheur injectent des oscillations de puissance post-défaut en raison de l'amortissement des oscillations de torsion. Cela est également le cas pour les éoliennes de type 4 dotées de hacheurs partiellement assignés. En principe, ces oscillations n'ont aucun impact sur la stabilité du réseau d'énergie électrique, mais les effets d'amortissement des oscillations de torsion peuvent être inclus en utilisant un modèle mécanique à deux masses. Si un hacheur partiellement assigné est appliqué, le coefficient d'amortissement du modèle à deux masses peut être ajusté pour correspondre aux valeurs assignées du hacheur. Le modèle de type 3A peut être utilisé pour simuler des éoliennes de type 4, les modèles simplifiés étant toutefois suffisants compte tenu du découplage du convertisseur de la transmission par rapport au réseau.

Par conséquent, deux modèles de type 4 sont présentés en 6.5.5.2 et 6.5.5.3:

- Type 4A: modèle qui ne tient pas compte des pièces aérodynamiques et mécaniques et qui, par conséquent, ne simule pas les oscillations de puissance
- Type 4B: modèle incluant un modèle mécanique à 2 masses afin de répliquer les oscillations de puissance, mais en supposant un couple aérodynamique constant

5.5.5.2 Spécification du modèle de type 4A

La structure modulaire du modèle d'éolienne de type 4A est présentée à la Figure 16.

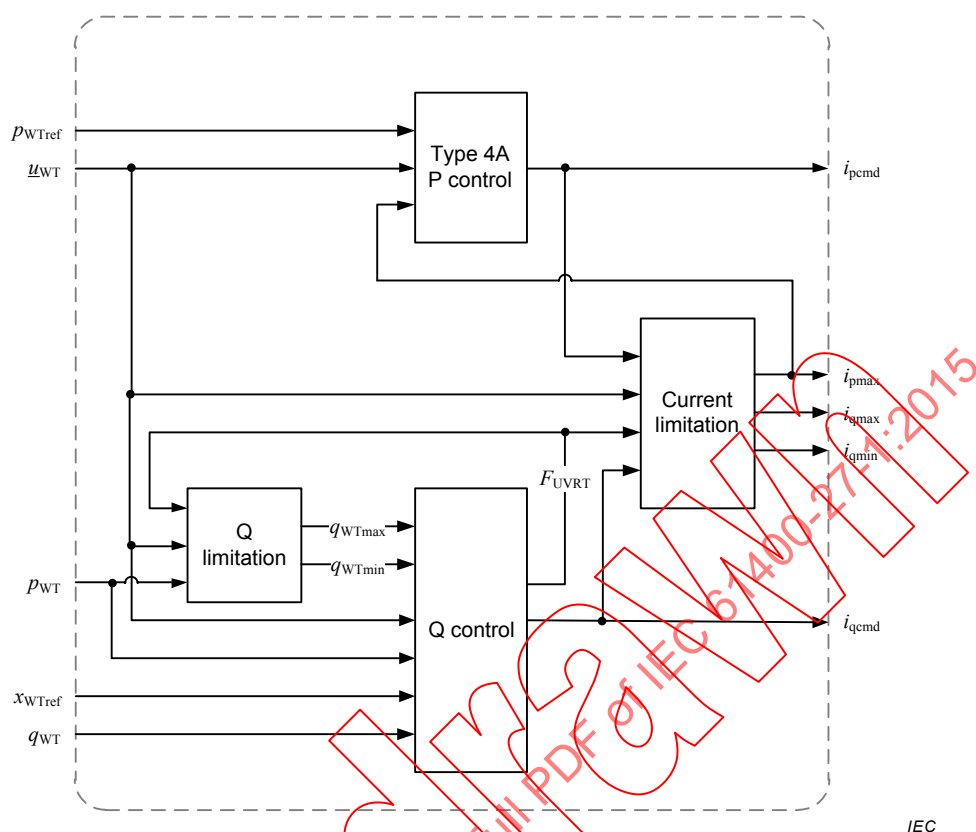


Légende

Anglais	Français
Grid protection	Protection du réseau
Electrical equipment	Matériel électrique
Generator system	Aérogénérateur
Control	Commande

Figure 16 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 4A

La Figure 17 illustre la structure modulaire des modèles de commande de type 4A.



Légende

Anglais	Français
Type 4A P control	Commande P de type 4A
Current limitation	Limitation de courant
Q control	Commande Q

Figure 17 – Structure modulaire du modèle de commande de type 4A

Les détails de chaque bloc sont donnés dans les modules indiqués au Tableau 7.

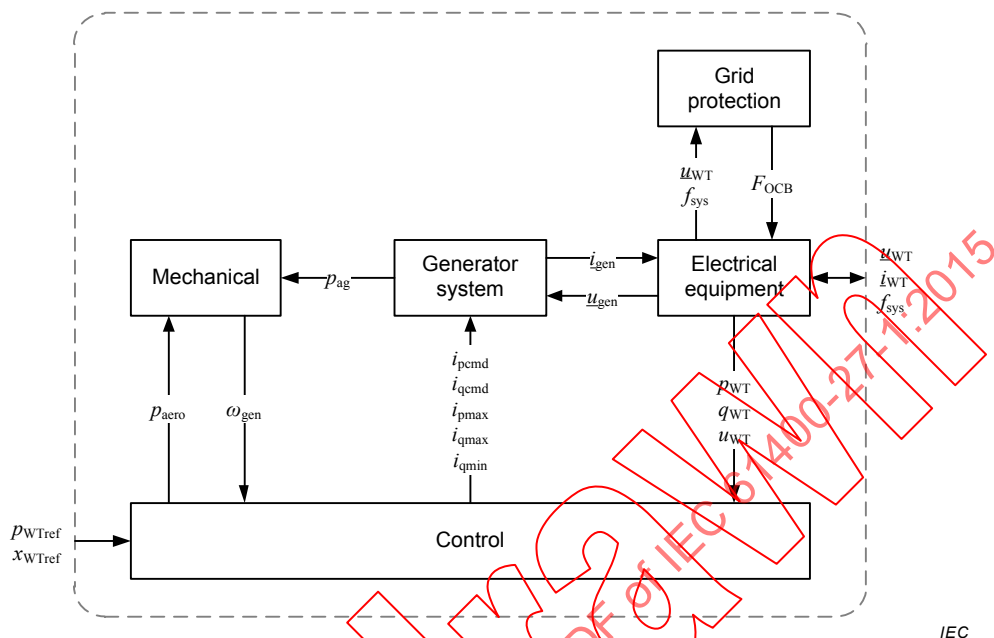
Tableau 7 – Modules utilisés dans le modèle de type 4A

Bloc	Article du module	Nom du module
Aérogénérateur	5.6.3.4 ou 5.6.3.2	"Modèle de groupe générateur de type 4" ou "Modèle de groupe générateur de type 3A" ^a
Matériel électrique	5.6.4.2 (5.6.4.3)	"Modèle de disjoncteur" ("Modèle de transformateur")
Commande	5.6.5.5 5.6.5.7 5.6.5.8 5.6.5.9 ou 5.6.5.10	"Modèle de commande P type 4A" "Modèle de commande Q" "Modèle de limitation de courant" "Modèle de limitation Q constante" ou "Modèle de limitation QP et QU"
Protection du réseau	5.6.6	"Modèle de protection du réseau"

^a Le Modèle de groupe générateur de type 3A peut être utilisé dans les modèles d'éolienne de type 4 pour atténuer la variation brusque de la puissance réactive apparaissant lors du rétablissement de la tension. Cette variation brusque est principalement due aux effets numériques dans les simulations.

5.5.5.3 Spécification du modèle de type 4B

La structure modulaire du modèle d'éolienne générique de type 4B est présentée à la Figure 18.

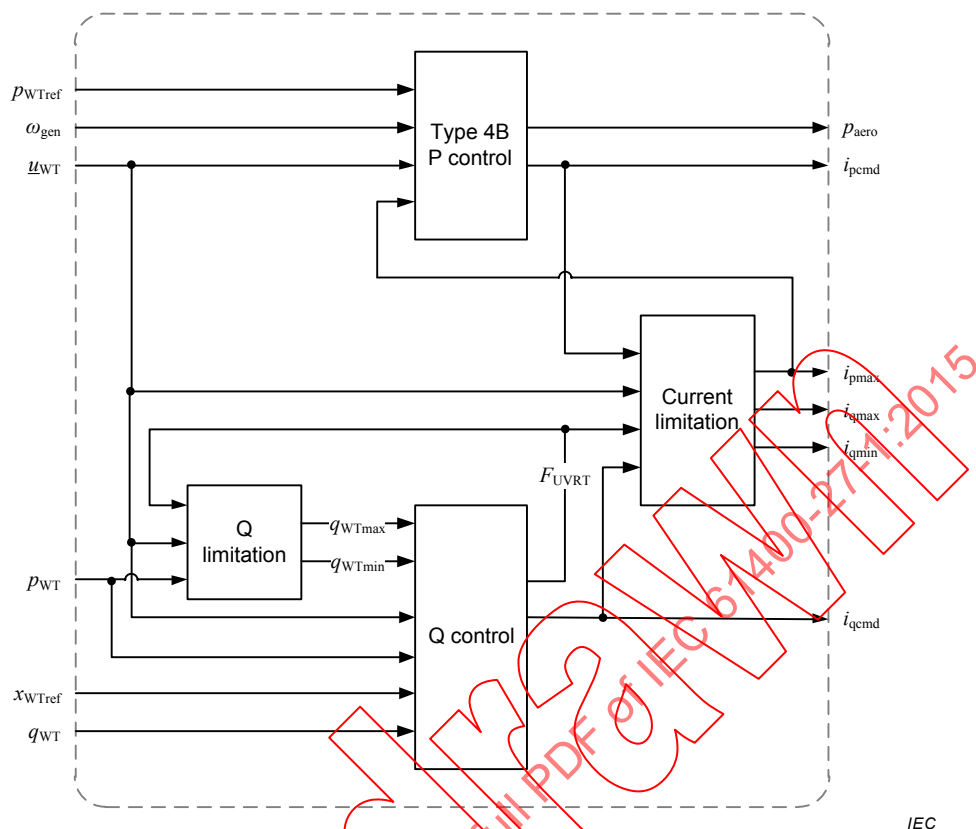


Légende

Anglais	Français
Grid protection	Protection du réseau
Electrical equipment	Matériel électrique
Generator system	Aérogénérateur
Mechanical	Mécanique
Control	Commande

Figure 18 – Structure modulaire du modèle d'éolienne de type 4B

La Figure 19 illustre la structure modulaire des modèles de commande de type 4B.



IEC

Légende

Anglais	Français
Type 4B P control	Commande P de type 4B
Current limitation	Limitation de courant
Q control	Commande Q
Q limitation	Limitation Q

Figure 19 – Structure modulaire du modèle de commande de type 4B

Les détails de chaque bloc sont donnés dans les modules indiqués au Tableau 8.

Tableau 8 – Modules utilisés dans le modèle de type 4B

Bloc	Article du module	Nom du module
Mécanique	5.6.2.1	"Modèle à deux masses"
Aérogénérateur	5.6.3.4 ou 5.6.3.2	"Modèle de groupe générateur de type 4" ou "Modèle de groupe générateur de type 3A" ^a
Matériel électrique	5.6.4.2 (5.6.4.3)	"Modèle de disjoncteur" ("Modèle de transformateur")
Commande	5.6.5.6 5.6.5.7 5.6.5.8 5.6.5.9 ou 5.6.5.10	"Modèle de commande P type 4B" "Modèle de commande Q" "Modèle de limitation de courant" "Modèle de limitation Q constante" ou "Modèle de limitation QP et QU"
Protection du réseau	5.6.6	"Modèle de protection du réseau"

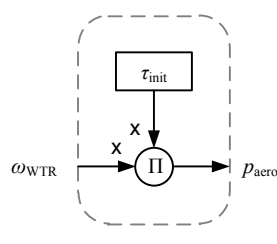
^a Le Modèle de groupe générateur de type 3A peut être utilisé dans les modèles d'éolienne de type 4 pour éliminer la variation brusque de la puissance réactive apparaissant lors du rétablissement de la tension. Cette variation brusque est principalement due aux effets numériques dans les simulations.

5.6 Bibliothèque de modules

5.6.1 Modèles aérodynamiques

5.6.1.1 Modèle de couple aérodynamique constant

Le schéma de principe pour le modèle de couple aérodynamique constant est représenté dans la Figure 20. Le module n'exige aucun paramètre fourni par le fabricant. Le couple initial τ_{init} doit être défini par le flux de charge.



NOTE Le couple initial τ_{init} doit être défini par le flux de charge.

Figure 20 – Schéma de principe du modèle de couple aérodynamique constant

5.6.1.2 Modèle aérodynamique à une dimension

Ce sous-modèle aérodynamique correspond au modèle à une dimension proposé dans Price and Sanchez-Gasca (2006). Il inclut la dépendance vis-à-vis de l'angle de pas, mais néglige la dépendance vis-à-vis de la vitesse du rotor. Les paramètres du modèle aérodynamique à une dimension sont donnés au Tableau 9, et le schéma de principe est donné à la Figure 21. La puissance initiale p_{init} doit être définie par le flux de charge.

Tableau 9 – Liste des paramètres du modèle aérodynamique à une dimension

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
Θ_{w0}	deg	Angle de pas initial	Cas
k_a	P_n / deg^2	Gain aérodynamique	Type

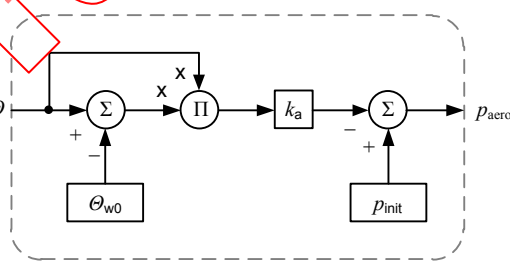


Figure 21 – Schéma de principe du modèle aérodynamique à une dimension

5.6.1.3 Modèle aérodynamique à deux dimensions

Le sous-modèle aérodynamique à deux dimensions correspond au modèle proposé dans Fortmann (2014). Les paramètres du modèle aérodynamique à deux dimensions sont donnés dans le Tableau 10, et le schéma de principe est donné dans la Figure 22.

Tableau 10 – Liste des paramètres du modèle aérodynamique à deux dimensions

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
p_{avail}	P_n	Puissance aérodynamique disponible ^a	Cas
θ_0	deg	Angle de pas si l'éolienne n'est pas réduite ^b	Cas
ω_0	Ω_{base}	Vitesse du rotor si l'éolienne n'est pas réduite	Type
dp_{θ}	P_n / deg	Dérivée partielle de la puissance aérodynamique en fonction des modifications de l'angle de pas	Type
dp_{ω}	P_n / Ω_{base}	Dérivée partielle de la puissance aérodynamique en fonction des modifications de la vitesse du rotor d'éolienne	Type
θ_{v2}	deg	Angle de pale à deux fois la vitesse du vent assignée	Type
dp_{v1}	P_n / Ω_{base}	dérivée partielle dp_{ω} à la vitesse du vent assignée	Type

^a La puissance aérodynamique disponible permet de modéliser le fonctionnement réduit pour l'intégration avec le système de commande de puissance de la centrale éolienne afin de permettre à l'éolienne d'augmenter la puissance active si la puissance aérodynamique disponible est suffisante. La puissance aérodynamique initiale ne peut pas être supérieure à p_{avail} .

^b Il convient que l'angle de pas soit normalement de zéro pour $p_{avail} < 1$ et supérieur à zéro si $p_{avail} = 1$ ou si la valeur initiale de p_{aero} est inférieure à p_{avail} .

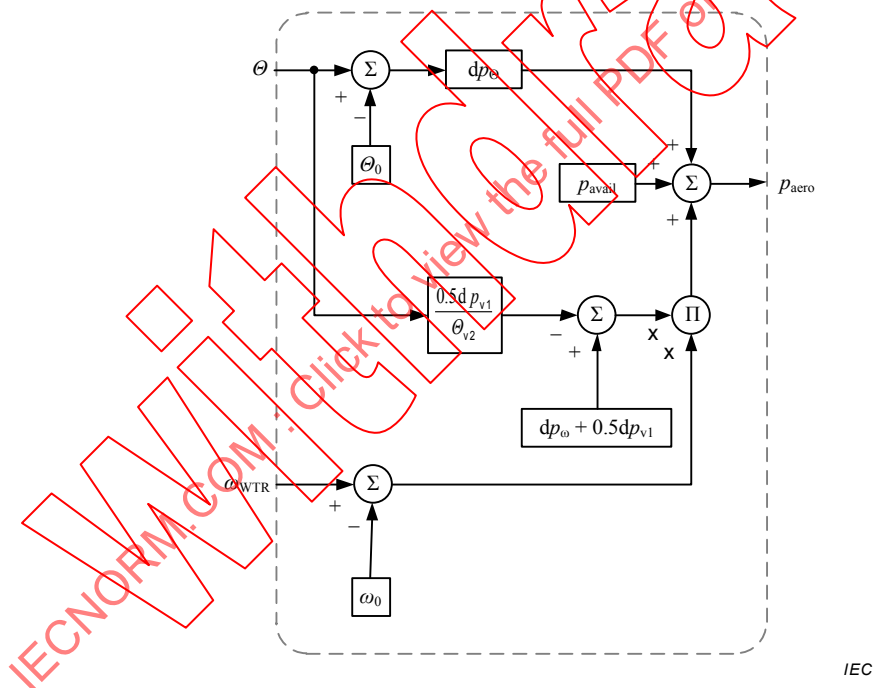


Figure 22 – Schéma de principe du modèle aérodynamique à deux dimensions

L'Annexe E décrit le contexte du modèle aérodynamique à deux dimensions, notamment les lignes directrices pour le fabricant d'éoliennes pour la détermination des paramètres de modèles dépendant du cas et pour l'éditeur de logiciels pour le calcul de l'initialisation si les paramètres nécessaires sont fournis par le fabricant.

5.6.2 Modèles mécaniques

5.6.2.1 Modèle à deux masses

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 11, et le schéma de principe est donné à la Figure 23.¹³

Tableau 11 – Liste des paramètres du modèle à deux masses

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
H_{WTR}	s	Constante d'inertie du rotor d'éolienne	Type
H_{gen}	s	Constante d'inertie du générateur	Type
k_{drt}	T_{base}	Rigidité de la transmission	Type
c_{drt}	$\frac{T_{base}}{\Omega_{base}}$	Amortissement de la transmission	Type

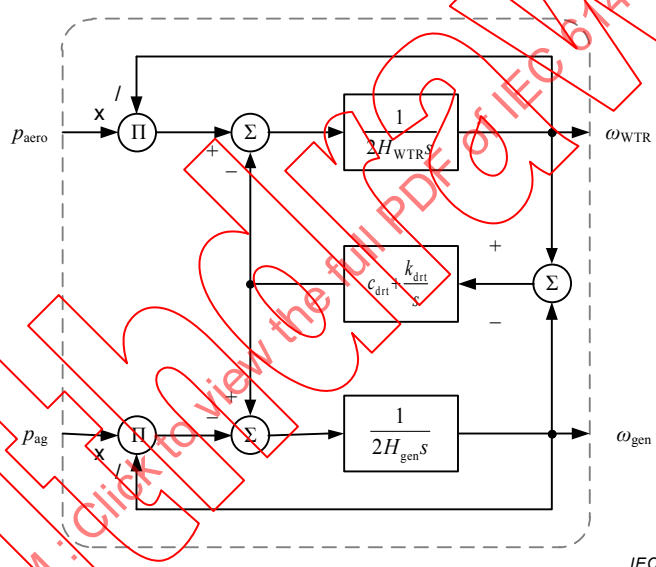


Figure 23 – Schéma de principe du modèle à deux masses

5.6.3 Modèles de groupe générateur

5.6.3.1 Modèle de générateur asynchrone

La présente norme ne spécifie pas un modèle pour le générateur asynchrone. Il convient d'utiliser le modèle de générateur asynchrone normalisé de l'outil de simulation. La pratique courante des études de stabilité consiste à inclure les transitoires de flux du rotor et négliger ceux du stator.

Si les modèles de moteur sont utilisés, l'utilisateur doit alors tenir compte du fait que les modules dans la présente norme supposent la convention de signe de générateur.

¹³ Certains outils logiciels incluent l'inertie du générateur dans le modèle de générateur intégré. Dans ce cas, il convient que le modèle mécanique supplémentaire assure l'interface avec l'arbre de générateur au lieu de l'entrefer de générateur, et n'intègre donc pas l'inertie du générateur. Le modèle mécanique complet est donc toujours un modèle à deux masses (voir 5.6.2.1).

5.6.3.2 Modèle de groupe générateur de type 3A

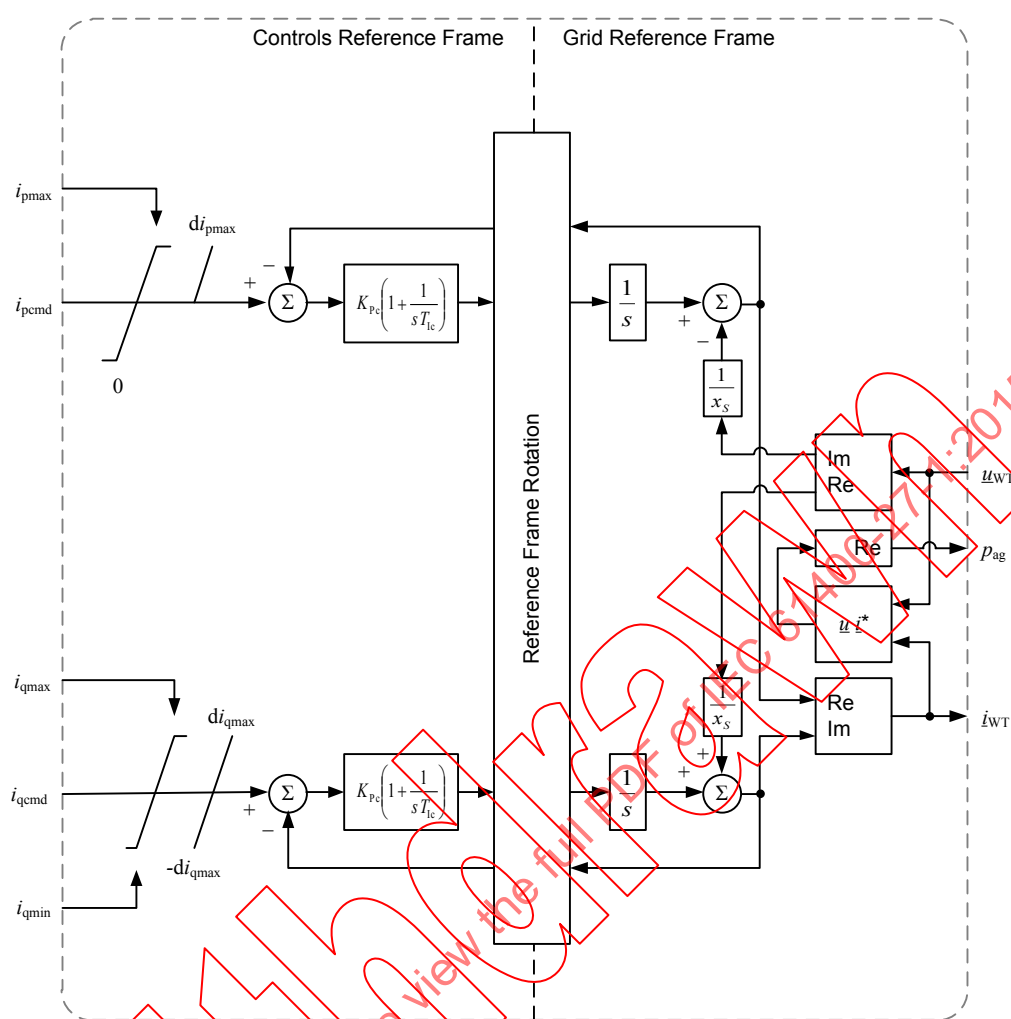
Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 12, et le schéma de principe est donné à la Figure 24.

La sortie du module de générateur est un courant, injecté dans une source de courant avec impédance parallèle X_s . Mais, dans certains logiciels de simulation de système électrique, les parties "commande" et les parties "réseau" d'un modèle sont traitées différemment. Pour améliorer le comportement de convergence de la simulation dans certains cas, il convient de déplacer l'impédance parallèle X_s décrite par le terme "tension de stator divisée par la réactance transitoire" de manière à ce qu'elle soit intégrée dans les équations de réseau comme suggéré dans Fortmann et al (2014).

Les pertes de l'aérogénérateur sont négligées en définissant la puissance d'entrefer du générateur p_{ag} égale à la puissance aux bornes d'éolienne.

Tableau 12 – Liste des paramètres du modèle de groupe générateur de type 3A

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
K_{Pc}	-	Gain proportionnel du système de commande PI de courant	Type
T_{Ic}	s	Constante de temps d'intégration du système de commande PI de courant	Type
x_s	Z_{base}	Réactance transitoire électromagnétique ^a	Type
di_{pmax}	I_n/s	Taux de variation de courant actif maximal	Projet
di_{qmax}	I_n/s	Taux de variation de courant réactif maximal	Projet
^a Il convient que la réactance transitoire électromagnétique soit calculée à partir de l'inductance transitoire électromagnétique comme défini dans Fortmann et al. (2014)			



IEC

Légende

Anglais	Français
Controls Reference Frame	Cadre de référence des commandes
Grid Reference Frame	Cadre de référence du réseau
Reference Frame Rotation	Rotation du cadre de référence

Figure 24 – Schéma de principe du modèle de groupe générateur de type 3A**5.6.3.3 Modèle de groupe générateur de type 3B**

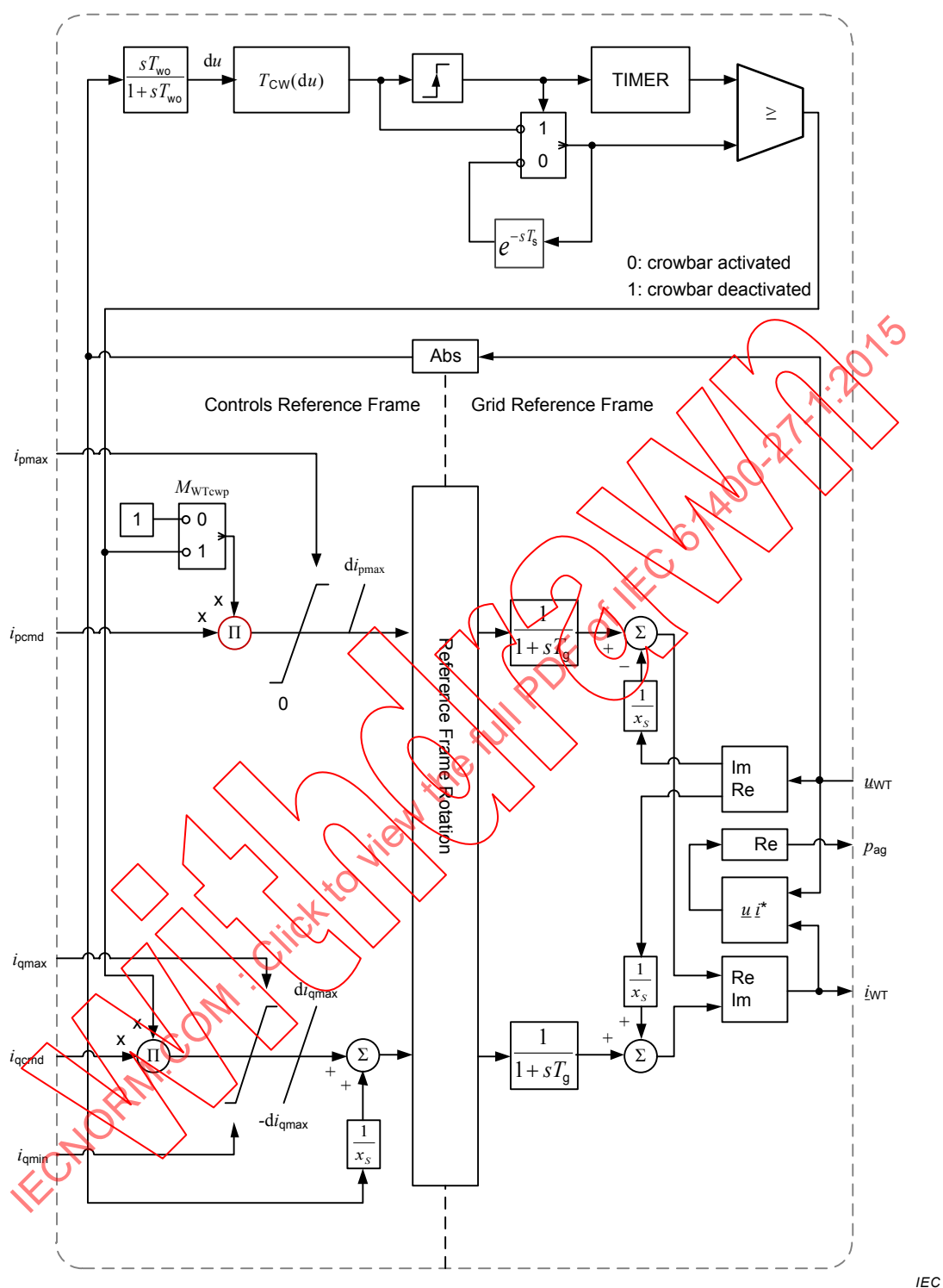
Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 13, et le schéma de principe est donné à la Figure 25. Ce modèle d'aérogénérateur de type 3B est la simplification ultra-moderne du modèle d'aérogénérateur 3A avec ajout d'un modèle de circuit de limitation de tension (Buendia et al, 2012).

La sortie du module de générateur est un courant, injecté dans une source de courant. Dans certains logiciels de simulation de système électrique, la source de courant nécessite cependant une impédance parallèle pour améliorer le comportement de convergence de la simulation. Dans certains cas, il convient de déplacer le terme "tension de stator divisée par la réactance transitoire" de manière à ce qu'elle soit intégrée dans les équations de réseau comme suggéré dans Fortmann et al (2014).

Tableau 13 – Liste des paramètres du modèle de groupe générateur de type 3B

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
T_g	s	Constante de temps de génération de courant	Type
di_{pmax}	I_n / s	Taux de variation de courant actif maximal	Projet
di_{qmax}	I_n / s	Taux de variation de courant réactif maximal	Projet
x_s	Z_{base}	Réactance transitoire électromagnétique	Type
$T_{CW}(du)$	s vs. U_n	Durée du circuit de limitation de tension par rapport à la table de conversion de variation de tension	Cas
T_{wo}	s	Constante de temps du filtre d'effacement de circuit de limitation de tension	Cas
M_{WTcwp}	-	Mode de commande du circuit de limitation de tension	Cas

Withdrawing
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-27-1:2015



IEC

Légende

Anglais	Français
TIMER	TEMPORISATEUR
crowbar activated	circuit de limitation de tension activé
crowbar deactivated	circuit de limitation de tension désactivé
Controls Reference Frame	Cadre de référence des commandes
Grid Reference Frame	Cadre de référence du réseau
Reference Frame Rotation	Rotation du cadre de référence

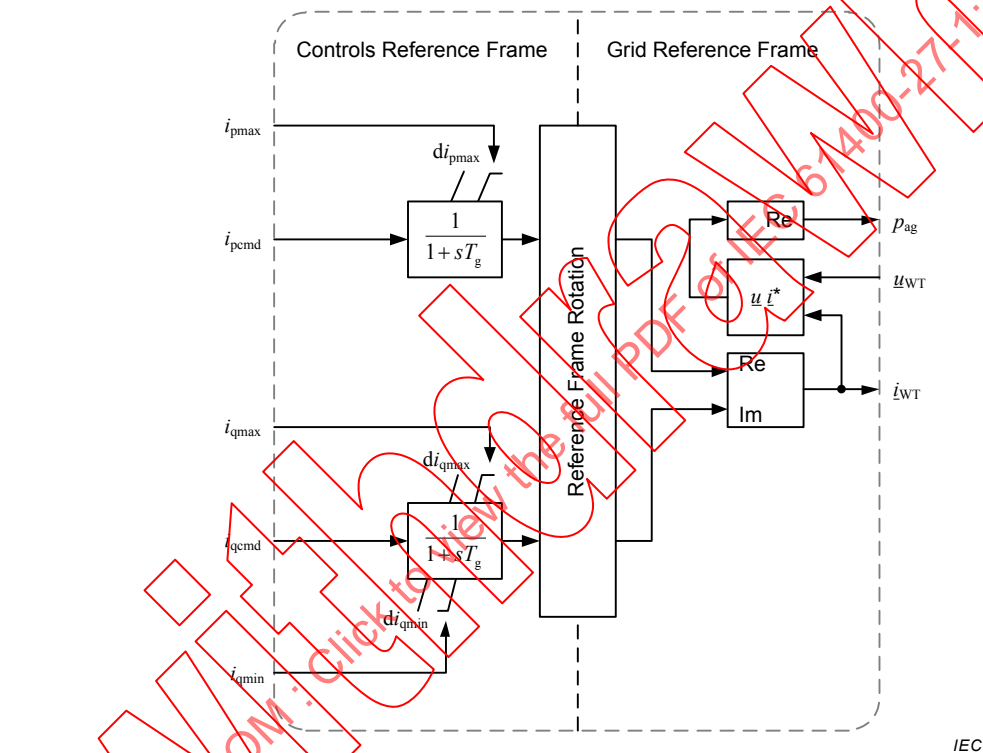
Figure 25 – Schéma de principe du modèle de groupe générateur de type 3B

5.6.3.4 Modèle de groupe générateur de type 4

Les paramètres du module pour le modèle de générateur de type 4 sont donnés au Tableau 14, et le schéma de principe est donné à la Figure 26.

Tableau 14 – Liste des paramètres du modèle de groupe générateur de type 4

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
T_g	s	Constante de temps	Type
di_{pmax}	I_n / s	Taux de variation de courant actif maximal	Projet
di_{qmax}	I_n / s	Taux de variation de courant réactif maximal	Projet
di_{qmin}	I_n / s	Taux de variation de courant réactif minimal	Projet



Légende

Anglais	Français
Controls Reference Frame	Cadre de référence des commandes
Grid Reference Frame	Cadre de référence du réseau
Reference Frame Rotation	Rotation du cadre de référence

Figure 26 – Schéma de principe du modèle de groupe générateur de type 4

5.6.3.5 Modèle de rotation du cadre de référence

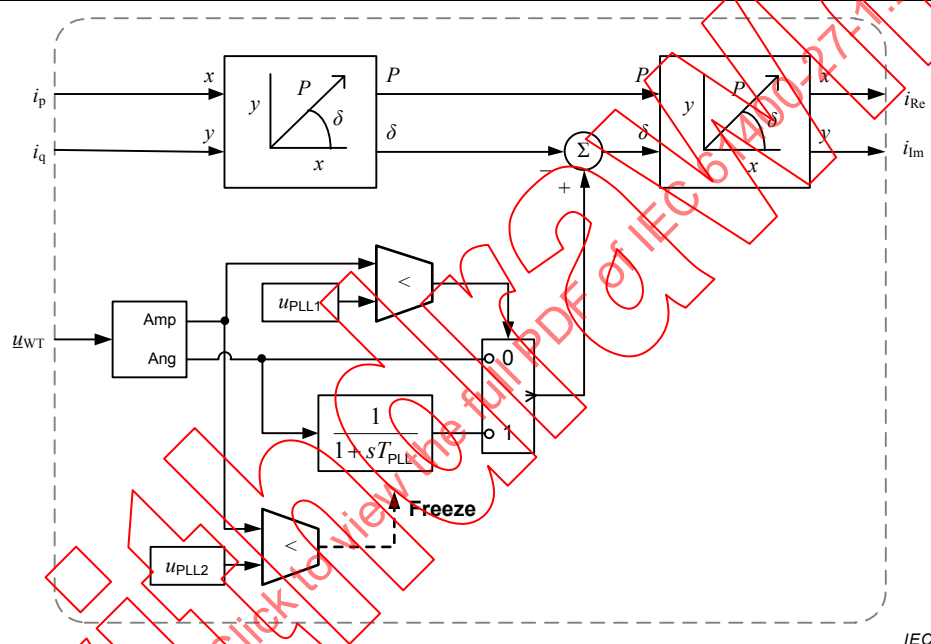
Les paramètres du module pour le modèle de rotation du cadre de référence sont donnés au Tableau 15, et le schéma de principe est donné à la Figure 27.

Tableau 15 – Liste des paramètres du modèle de rotation du cadre de référence

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
T_{PLL}	s	Constante de temps pour le modèle de filtre de premier ordre PLL	Type
u_{PLL1}	U_n	Tension au-dessous laquelle l'angle de la tension est filtré et éventuellement également figé ^a	Type
u_{PLL2}	U_n	Tension au-dessous de laquelle l'angle de la tension est figé si $u_{PLL2} \leq u_{PLL1}$ ^b	Type

^a L'angle est filtré et/ou figé pour éviter les instabilités dues au manque de référence de tension.

^b Il convient de coordonner la valeur de u_{PLL2} avec la valeur de u_{PLL1} . Généralement, $u_{PLL2} \leq u_{PLL1}$. u_{PLL2} est utilisé pour éviter les problèmes numériques lorsque la tension est proche de zéro et l'angle n'est pas numériquement valide.

**Légende**

Anglais	Français
Freeze	Bloqué

Figure 27 – Schéma de principe du modèle de rotation du cadre de référence**5.6.4 Matériel électrique****5.6.4.1 Modèles de condensateur shunt**

La présente norme ne spécifie pas de modèles pour les condensateurs shunt. Pour les batteries de condensateurs à commutation mécanique (MSC), il convient d'utiliser le modèle de condensateur à fréquence fondamentale normalisé de l'outil de simulation. Pour les batteries de condensateurs à commutation par thyristor (TSC), un modèle de compensateur statique var (SVC) normalisé peut être utilisé. En principe, les compensations d'éolienne n'incluent pas le réacteur, qui est normalisé dans les SVC.

5.6.4.2 Modèle de disjoncteur

Il convient d'utiliser le modèle de disjoncteur normalisé de l'outil de simulation. Le modèle de disjoncteur doit ouvrir le disjoncteur lorsqu'il reçoit le drapeau F_{OCB} .

5.6.4.3 Modèle de transformateur

La présente norme ne spécifie pas un modèle pour le transformateur. Il convient d'utiliser le modèle de transformateur normalisé de l'outil de simulation.

5.6.5 Modèles de commande

5.6.5.1 Modèle de puissance de commande de pas

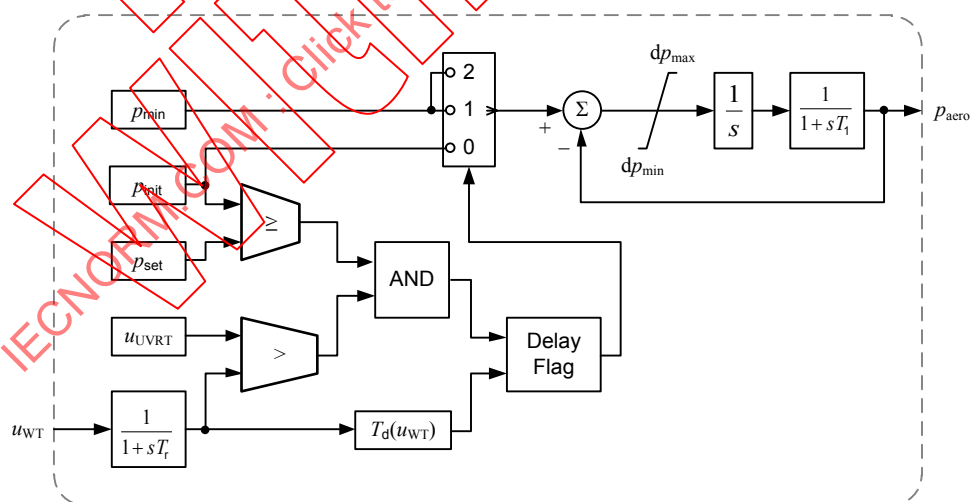
Ce module correspond à la commande de pas d'éolienne de type 1 et de type 2 proposé pour les modèles WECC de 2^{nde} génération (Pourbeik 2013). Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 16, et le schéma de principe est donné à la Figure 28.

Tableau 16 – Liste des paramètres du modèle de puissance de commande de pas

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
T_r	s	Constante de temps de mesure de tension	Type
dp_{max}	P_n	Limite de vitesse d'augmentation de puissance	Type
dp_{min}	P_n	Limite de vitesse de baisse de puissance	Type
T_1	s	Constante de retard	Type
p_{min}	P_n	Réglage de la puissance minimale	Type
p_{set}	P_n	Si $p_{init} < p_{set}$, la puissance est alors réduite à p_{min}	Type
$T_d(u_{WT})$	$s(U_n)$	Table de conversion pour déterminer la durée de la réduction de puissance après un creux de tension, en fonction de la taille du creux de tension ^a	Type
u_{UVRT}	U_n	Seuil de détection de creux ^b	Type

^a A noter que pour la compatibilité avec les modèles WECC, la table de conversion doit être définie comme étapes entre quatre points.

^b A noter que pour la compatibilité avec les modèles WECC, u_{UVRT} doit être égal à la tension la plus élevée en $T_d(u_{WT})$.



IEC

NOTE La puissance initiale p_{init} est définie par le flux de charge.

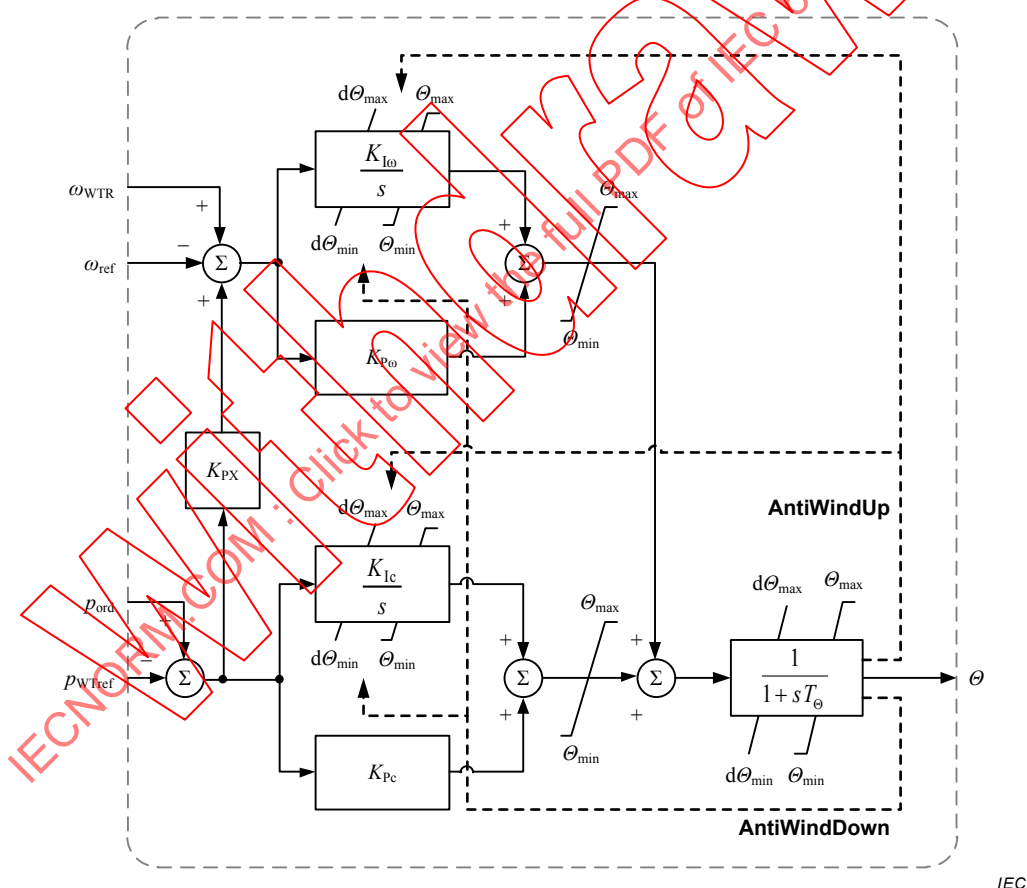
Figure 28 – Schéma de principe du modèle de puissance de commande de pas

5.6.5.2 Modèle de commande d'angle de pas

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 17, et le schéma de principe est donné à la Figure 29.

Tableau 17 – Liste des paramètres du modèle de commande d'angle de pas

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
$K_{P\omega}$	$\text{deg}/\beta\alpha\sigma\text{s}$	Gain proportionnel du système de commande PI de vitesse	Type
$K_{I\omega}$	$\text{deg}/\beta\alpha\sigma\text{s}^2$	Gain d'intégration du système de commande PI de vitesse	Type
K_{Pc}	deg/P_n	Gain proportionnel du système de commande PI de puissance	Type
K_{Ic}	$\text{deg}/P_n / \text{s}$	Gain d'intégration du système de commande PI de puissance	Type
K_{PX}	base/P_n	Gain de couplage mutuel du pas	Type
$\theta_{\max}$	deg	Angle de pas maximal	Type
$\theta_{\min}$	deg	Angle de pas minimal	Type
$d\theta_{\max}$	deg/s	Taux de variation positif maximal du pas	Type
$d\theta_{\min}$	deg/s	Taux de variation négatif maximal du pas	Type
T_θ	s	Constante de temps du pas	Type



NOTE Le schéma de principe utilise l'intégrateur antiwindup décrit en Annexe G.8 et le filtre de premier ordre avec détection de limitation décrite en Annexe G.10.

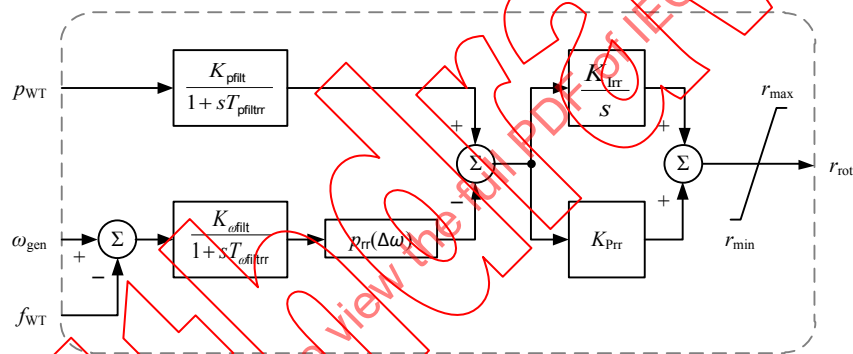
Figure 29 – Schéma de principe du modèle de commande d'angle de pas

5.6.5.3 Modèle de commande de résistance rotorique

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 18, et le schéma de principe est donné à la Figure 30.

Tableau 18 – Liste des paramètres du modèle de commande de résistance rotorique

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
T_{pfilrr}	s	Constante de temps du filtre pour la mesure de puissance	Type
K_{pfilr}	-	Gain du filtre pour la mesure de puissance	Type
$T_{\omega filrr}$	s	Constante de temps du filtre pour la mesure de la vitesse du générateur	Type
$K_{\omega filr}$	-	Gain du filtre pour la mesure de la vitesse du générateur	Type
$p_{rr}(\Delta\omega)$	$\frac{P_n}{(\Omega_{base})}$	Table de conversion de changement puissance – vitesse (glissement négatif)	Type
K_{Prr}	Z_{base}/P_n	Gain proportionnel du système de commande PI de résistance rotorique	Type
K_{Irr}	$\frac{Z_{base}}{P_n/s}$	Gain intégral du système de commande PI de résistance rotorique	Type
r_{max}	Z_{base}	Résistance rotorique maximale	Type
r_{min}	Z_{base}	Résistance rotorique minimale	Type



IEC

NOTE Le modèle IEEE / WECC original utilise la convention de signe de moteur pour la puissance et le glissement conformément aux modèles de manuels pour machines asynchrones. La présente norme utilise la convention de signe de générateur, et par conséquent le signe d'entrée de commande PI est inversé par rapport aux signes dans le modèle IEEE / WECC original.

Figure 30 – Schéma de principe du modèle de commande de résistance rotorique

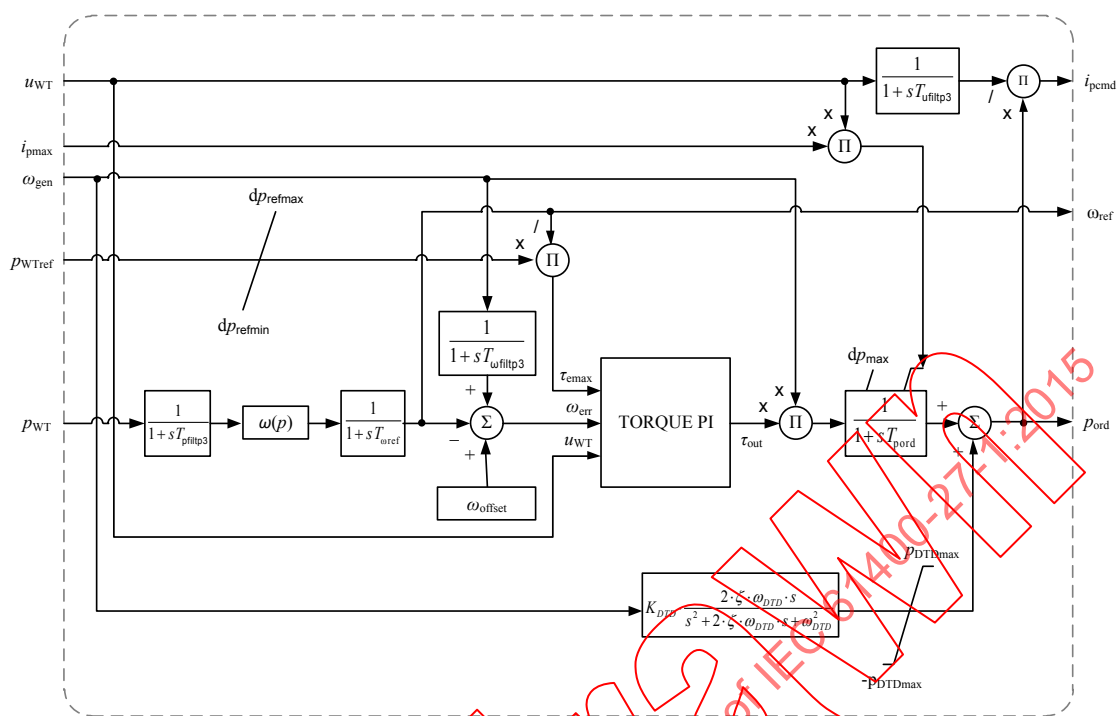
5.6.5.4 Modèle de commande P type 3

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 19, et les schémas de principe sont donnés à la Figure 31 et à la Figure 32.

Tableau 19 – Liste des paramètres du modèle de commande p type 3

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
ω_{offset}	Ω_{base}	Décalage par rapport à la valeur de référence limitant l'action du système de commande pendant les variations de vitesse du rotor	Cas
$\omega(p)$	$\Omega_{base}(P_n)$	Puissance par rapport à la table de conversion de vitesse	Type
K_{Pp}	T_{base}/Ω_{base}	Gain proportionnel du système de commande PI	Type
K_{Ip}	$T_{base}/\Omega_{base}/s$	Paramètre d'intégration du système de commande PI	Type
$T_{pfiltp3}$	s	Constante de temps du filtre pour la mesure de puissance	Type

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
$T_{\text{ufilt}p3}$	s	Constante de temps du filtre pour la mesure de la tension	Type
T_{wref}	s	Constante de temps du filtre de référence de vitesse	Type
$T_{\text{wfilt}p3}$	s	Constante de temps du filtre pour la mesure de la vitesse du générateur	Type
K_{DTD}	P_n / Q_{base}	Gain d'amortissement de transmission active	Type
P_{DTDmax}	P_n	Puissance d'amortissement de transmission active maximale	Type
ζ	-	Coefficient d'amortissement de transmission active	Type
ω_{DTD}	Q_{base}	Fréquence d'amortissement de transmission active, qui peut être calculée à partir des paramètres du modèle à deux masses du Tableau 11: $\omega_{\text{DTD}} = \sqrt{k_{\text{dnt}} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot H_{\text{WTR}}} + \frac{1}{2 \cdot H_{\text{gen}}} \right)}$	Type
T_{pord}	s	Constante de temps dans le retard d'ordre de puissance	Type
dp_{max}	P_n / s	Taux de variation de puissance maximal de l'éolienne	Type
dp_{refmax}	P_n / s	Taux de variation maximal de la puissance de référence de l'éolienne	Projet
dp_{refmin}	P_n / s	Taux de variation minimal de la puissance de référence de l'éolienne	Projet
u_{pdip}	U_n	Seuil de creux de tension pour la commande P. Partie de la commande d'éolienne, souvent différente (par exemple 0,8) des seuils du convertisseur.	Projet
$d\tau_{\text{max}}$	T_{base} / s	Limitation de variation du couple, exigée dans certains codes de réseau	Projet
τ_{emin}	T_{base}	Couple de générateur électrique minimal	Type
τ_{uscale}	T_{base} / U_n	Facteur de mise à l'échelle de tension du couple de réinitialisation	Projet
M_{pUVRT}		Activer le mode de commande de puissance d'alimentation continue sous tension (0: commande de puissance réactive – 1: commande de tension)	Projet
$d\tau_{\text{maxUVRT}}$	T_{base} / s	Limitation de la vitesse de montée du couple pendant l'alimentation continue sous tension	Projet
u_{DVS}	U_n	Limite de tension de l'état d'alimentation continue sous tension maintenu suite à des baisses soudaines de tension importantes	Projet
T_{DVS}	s	Délai suite aux baisses soudaines de tension importantes	Projet

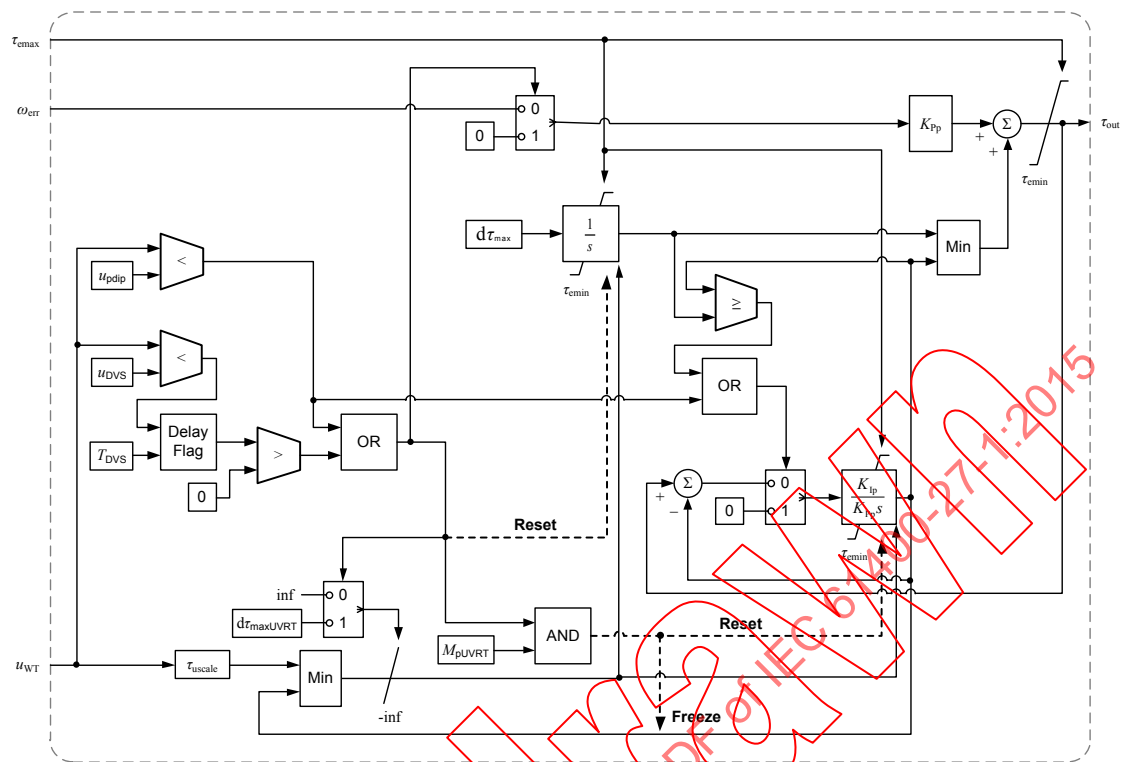


NOTE Le bloc PI COUPLE est détaillé dans la Figure 32.

Légende

Anglais	Français
TORQUE PI	PI COUPLE

Figure 31 – Schéma de principe du modèle de commande P de type 3



IEC

NOTE The Freeze function is detailed in G.4, i.e. using Figure G.6 without limitations.

Légende	
Anglais	Français
Reset	Réinitialiser

Figure 32 – Schéma de principe du PI de couple de type 3

5.6.5.5 Modèle de commande P type 4A

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 20, et le schéma de principe est donné à la Figure 33.

Tableau 20 – Liste des paramètres du modèle de commande p type 4A

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
$T_{ufiltP4A}$	s	Constante de temps du filtre de mesure de tension	Type
$T_{pordP4A}$	s	Constante de temps dans le retard d'ordre de puissance	Type
dp_{maxP4A}	P_n/s	Taux de variation de puissance maximal de l'éolienne	Projet

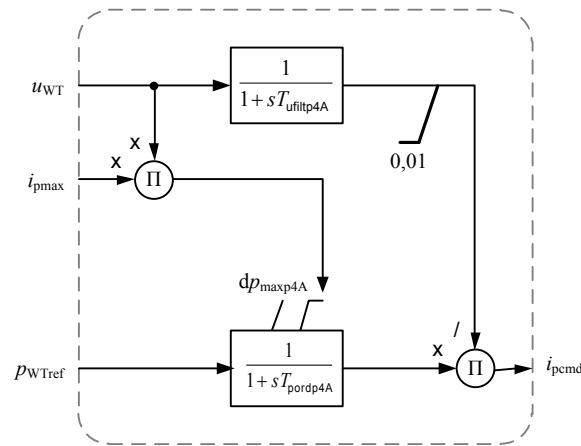


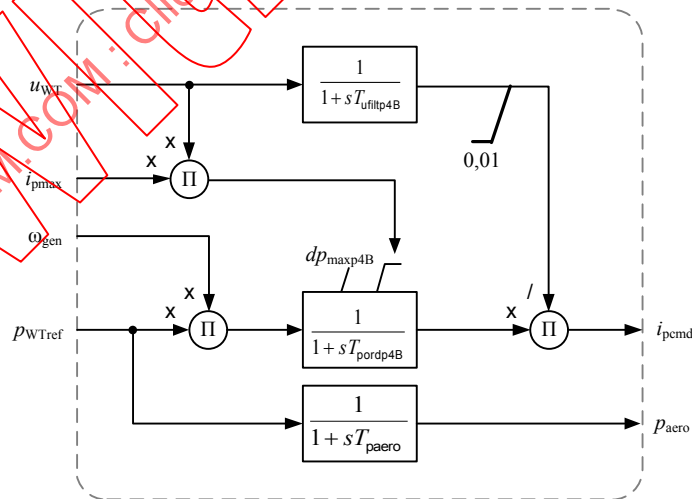
Figure 33 – Schéma de principe du modèle de commande P de type 4A

5.6.5.6 Modèle de commande P type 4B

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 21, et le schéma de principe est donné à la Figure 34.

Tableau 21 – Liste des paramètres du modèle de commande p type 4B

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
$T_{ufilt4B}$	s	Constante de temps du filtre de mesure de tension	Type
T_{pord4B}	s	Constante de temps dans le retard d'ordre de puissance	Type
T_{paero}	s	Constante de temps dans la réponse de puissance aérodynamique	Type
dp_{max4B}	P_n/s	Taux de variation de puissance maximal de l'éolienne	Projet



IEC

NOTE Le modèle de commande P de type 4B suppose que $\tau_{init} = p_{init}$, à savoir la valeur initiale de ω_{gen} est 1.

Figure 34 – Schéma de principe du modèle de commande P de type 4B

5.6.5.7 Modèle de commande Q

Le modèle de commande Q prend en charge les 5 différents modes de commande Q généraux M_{qG} figurant au Tableau 22.

Tableau 22 – Modes de commande Q généraux M_{qG} de l'éolienne

M_{qG}	Description
0	Réglage de tension
1	Commande de puissance réactive
2	Commande de puissance réactive en boucle ouverte (uniquement utilisée avec la boucle fermée au niveau de la centrale)
3	Commande de facteur de puissance
4	Commande du facteur de puissance en boucle ouverte

Le modèle de commande Q prend en charge les 3 différents modes de commande Q UVRT M_{qUVRT} figurant au Tableau 23. Les modes de commande spécifient l'injection de courant réactif pendant le creux de tension, et pendant une période post-défaut facultative.

Tableau 23 – Modes de commande Q UVRT M_{qUVRT}

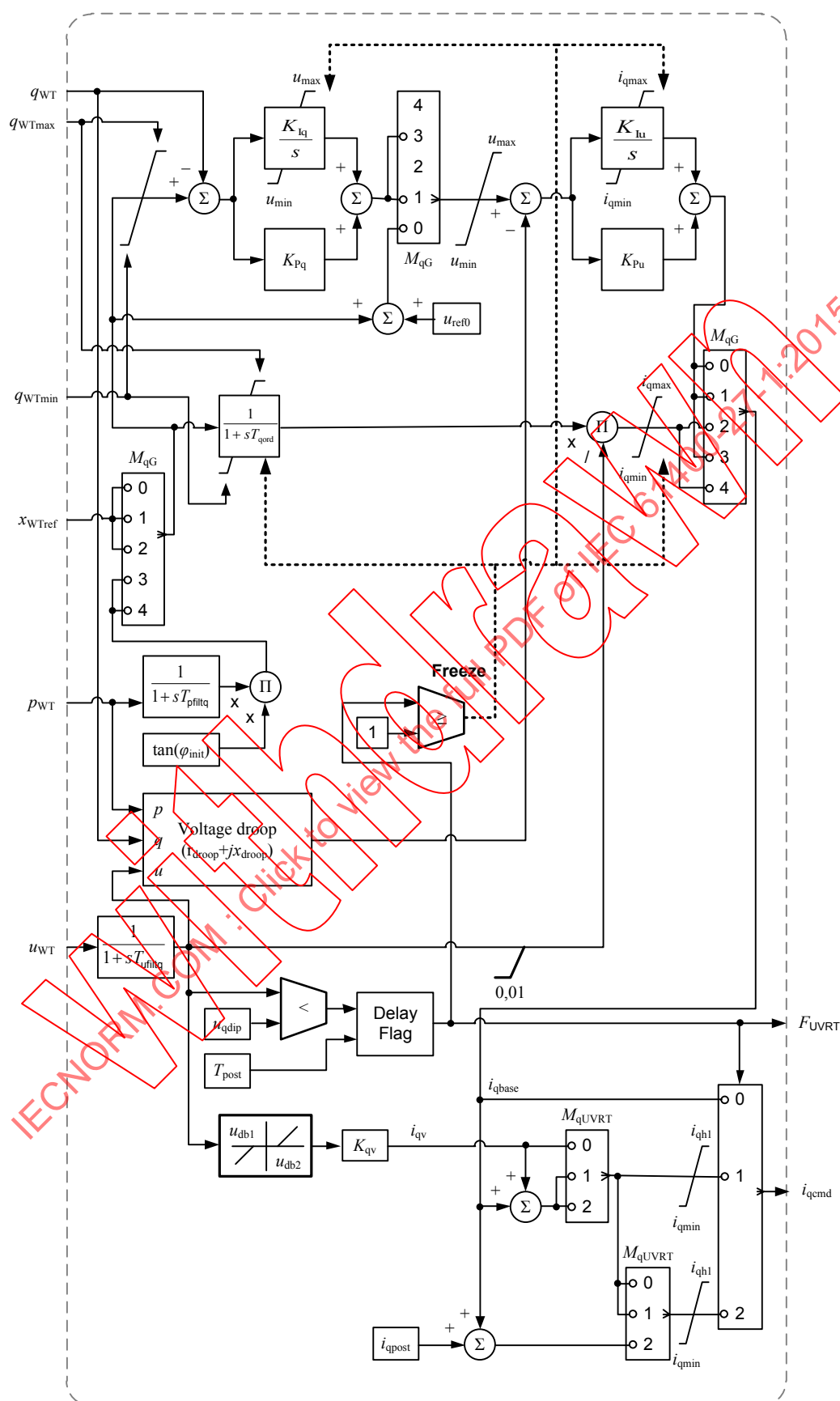
M_{qUVRT}	Description
0	Injection de courant réactif en fonction de la tension
1	Injection de courant réactif commandée par la valeur de prédéfaut plus une injection de courant réactif supplémentaire en fonction de la tension
2	Injection de courant réactif commandée par la valeur de prédéfaut plus une injection de courant réactif supplémentaire en fonction de la tension pendant le défaut, et par la valeur de prédéfaut plus une injection de courant réactif constant supplémentaire post-défaut

Les paramètres du module de commande Q sont donnés au Tableau 24, et le schéma de principe est donné à la Figure 35.

Tableau 24 – Liste des paramètres du modèle de commande q

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
M_{qG}		Mode de commande Q général (voir Tableau 22)	Projet
M_{qUVRT}	-	Modes de commande Q UVRT (voir Tableau 23)	Projet
T_{ufiltq}	s	Constante de temps du filtre de mesure de tension	Type
T_{pfiltq}	s	Constante de temps du filtre de mesure de puissance	Type
K_{Pq}	U_n/P_n	Gain proportionnel du système de commande PI de puissance réactive	Type
K_{Iq}	$U_n/P_n/s$	Gain d'intégration du système de commande PI de puissance réactive	Type
K_{Pu}	I_n/U_n	Gain proportionnel du système de commande PI de tension	Type
K_{Iu}	$I_n/U_n/s$	Gain d'intégration du système de commande PI de tension	Type
u_{db1}	U_n	Limite inférieure de bande morte de tension	Type
u_{db2}	U_n	Limite supérieure de bande morte de tension	Type
K_{qv}	I_n/U_n	Facteur de mise à l'échelle de tension pour le courant UVRT	Projet

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
$u_{\max}$	U_n	Tension maximale dans le terme intégral du système de commande PI de tension	Type
$u_{\min}$	U_n	Tension minimale dans le terme intégral du système de commande PI de tension	Type
u_{ref0}	U_n	Polarisation définie par l'utilisateur dans la référence de tension $u_{\text{WTref}} = u_{\text{ref0}} + \Delta u_{\text{WTref}}$ (utilisée lorsque $M_{\text{qG}} = M_{\text{qGu}}$).	Cas
u_{qdip}	U_n	Seuil de tension pour la détection UVRT dans la commande Q	Type
T_{qord}	s	Constante de temps dans le retard d'ordre de puissance réactive	Type
T_{post}	s	Longueur de la période d'injection de puissance réactive post-défaut	Projet
i_{qmax}	I_n	Injection maximale de courant réactif	Type
i_{qmin}	I_n	Injection minimale de courant réactif	Type
i_{qh1}	I_n	Injection maximale de courant réactif pendant un creux	Type
i_{qpost}	I_n	Injection de courant réactif post-défaut	Projet
r_{droop}	Z_{base}	Composante résistive de l'impédance de creux de tension	Projet
x_{droop}	Z_{base}	Composante inductive de l'impédance de creux de tension	Projet
Il convient d'apporter une grande attention à la coordination des paramètres u_{dbd1} , u_{dbd2} et u_{qdip} , de manière à ne pas obtenir de réponse involontaire de la boucle de commande d'injection de puissance réactive.			



IEC

NOTE 1 La mise en œuvre de la fonction "Geler" est décrite en Annexe G.4.

NOTE 2 $\tan(\varphi_{init})$ est initialisé par le flux de charge.

Figure 35 – Schéma de principe du modèle de commande Q

La référence externe $\underline{x}_{WTref}$ peut être soit une commande de puissance réactive ou de tension delta à partir de la commande park, en fonction du mode de commande Q. Si aucun modèle de commande park n'est appliqué, ce signal est initialisé comme entrée constante.

Le bloc "Drapeau retard" donne le drapeau F_{UVRT} dans les étapes 1 sur 3 décrites au Tableau 25.

Tableau 25 – Description des valeurs du drapeau F_{UVRT}

F_{UVRT}	Description
0	Fonctionnement normal ($u_{WT} > u_{dip}$)
1	Pendant un défaut ($u_{WT} \leq u_{dip}$)
2	Supports post-défaut au stade 2 avec ($u_{WT} > u_{dip}$) pour $t \geq T_{post}$

Le bloc "Statisme de tension" doit calculer la tension en un point se trouvant à la distance d'impédance série $r+jx$ de la borne d'éolienne (en général, un transformateur), c'est-à-dire,

$$u = \sqrt{\left(u_{WT} - r_{droop} \frac{p_{WT}}{u_{WT}} - x_{droop} \frac{q_{WT}}{u_{WT}}\right)^2 + \left(x_{droop} \frac{p_{WT}}{u_{WT}} - r_{droop} \frac{q_{WT}}{u_{WT}}\right)^2} \quad (1)$$

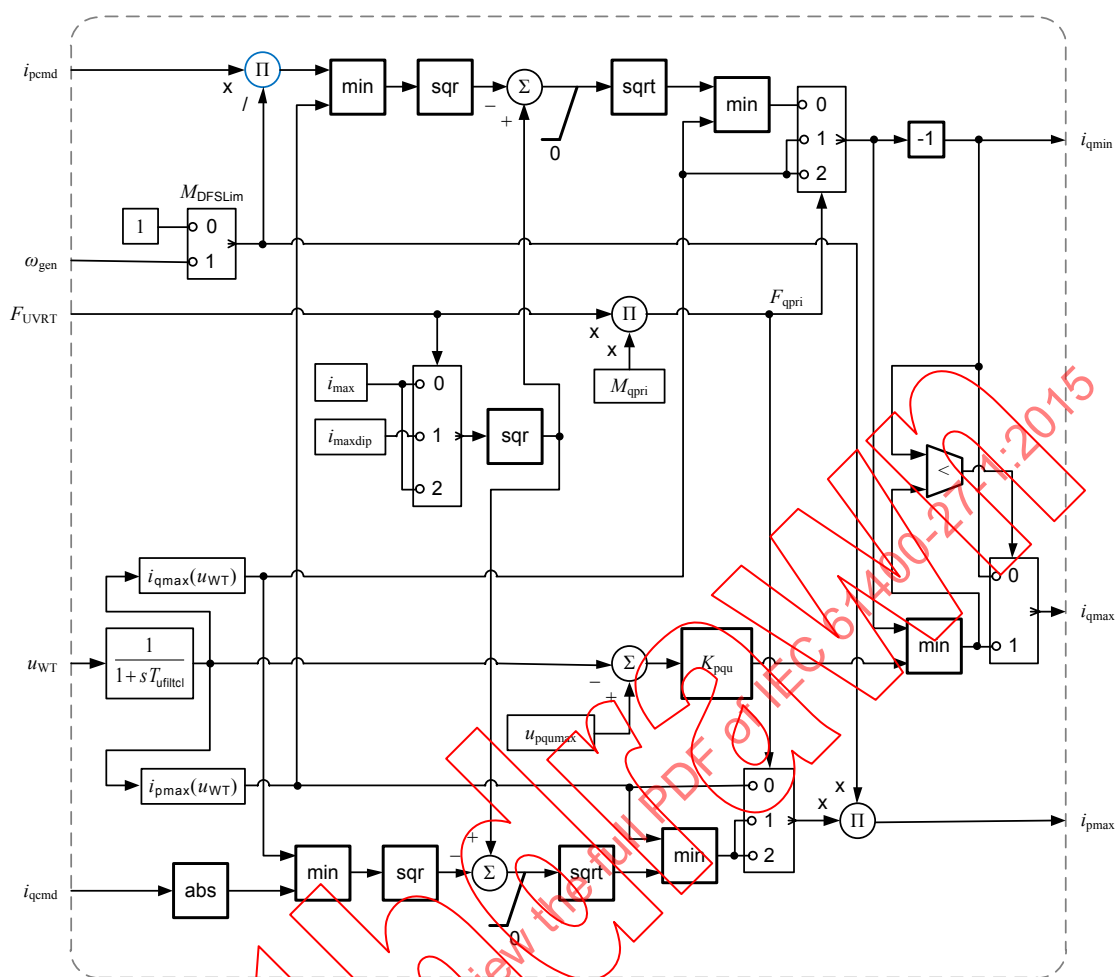
5.6.5.8 Modèle de limitation de courant

Le modèle de limitation de courant combine les limites physiques et les limites de commande.

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 26, et le schéma de principe est donné à la Figure 36.

Tableau 26 – Liste des paramètres du modèle de limiteur de courant

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
i_{max}	I_n	Courant continu maximal aux bornes de l'éolienne	Type
i_{maxdip}	I_n	Courant maximal pendant un creux de tension aux bornes de l'éolienne	Projet
M_{DFSLim}^a	-	Limitation du courant de stator de type 3 (0: limitation de courant total, 1: limitation de courant de stator)	Type
M_{qpri}	-	Priorisation de la commande q pendant UVRT (0: priorité de la puissance active – 1: priorité de la puissance réactive)	Projet
$i_{pmax}(u_{WT})$	$I_n (U_n)$	Table de conversion de dépendance de tension des limites de courant actif	Projet
$i_{qmax}(u_{WT})$	$I_n (U_n)$	Table de conversion de dépendance de tension des limites de courant réactif	Projet
$T_{ufiltcl}$	s	Constante de temps du filtre de mesure de tension	Type
u_{pqumax}	U_n	Tension de l'éolienne au point de fonctionnement où le courant réactif nul peut être fourni	Type
K_{pqu}	I_n / U_n	Dérivée partielle de la limite du courant réactif contre la tension	Type
^a $M_{DFSLim} = 1$ pour éoliennes de type 4.			



IEC

NOTE L'entrée ω_{gen} n'est pas utilisée pour le type 4 qui est garanti en définissant $M_{DFSLim} = 1$.

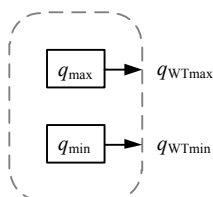
Figure 36 – Schéma de principe du limiteur de courant

5.6.5.9 Modèle de limitation Q constante

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 27, et le schéma de principe est donné à la Figure 37.

Tableau 27 – Liste des paramètres du modèle de limitation Q constante

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
q_{max}	P_n	Puissance réactive maximale	Type
q_{min}	P_n	Puissance réactive minimale	Type



IEC

NOTE Le modèle de limitation Q constante n'utilise pas les entrées du modèle de limitation Q F_{UVRT} , u_{WT} et p_{WT} .

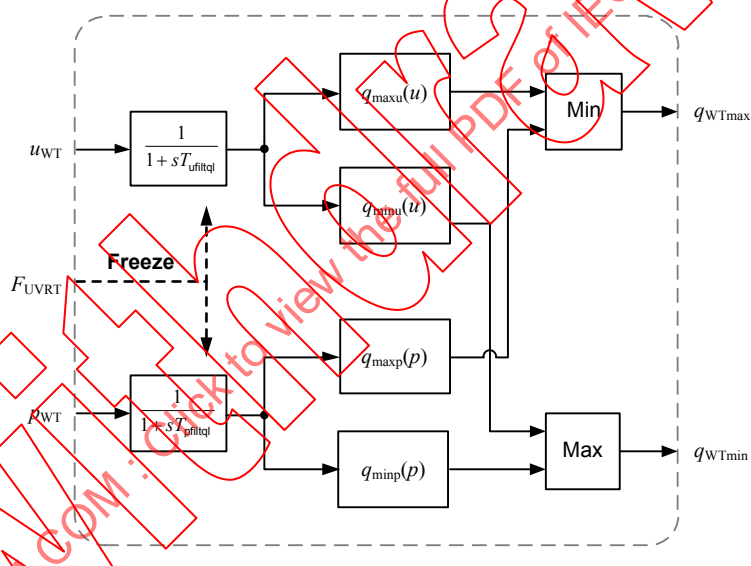
Figure 37 – Schéma de principe du modèle de limitation Q constante

5.6.5.10 Modèle de limitation QP et QU

Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 28, et le schéma de principe est donné à la Figure 38.

Tableau 28 – Liste des paramètres du modèle de limitation QP et QU

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
$T_{ufiltql}$	s	Constante de temps de filtre de mesure de tension pour capacité Q	Type
$T_{pfiltql}$	s	Constante de temps de filtre de mesure de puissance pour capacité Q	Type
$q_{maxp}(p)$	$P_n (P_n)$	Table de conversion pour la dépendance de la puissance active de la limite maximale de la puissance réactive	Type
$q_{minp}(p)$	$P_n (P_n)$	Table de conversion pour la dépendance de la puissance active de la limite minimale de la puissance réactive	Type
$q_{maxu}(u)$	$P_n (U_n)$	Table de conversion pour la dépendance de la tension de la limite maximale de la puissance réactive	Type
$q_{minu}(u)$	$P_n (U_n)$	Table de conversion pour la dépendance de la tension de la limite minimale de la puissance réactive	Type



IEC

Figure 38 – Schéma de principe du modèle de limitation QP et QU

5.6.6 Modèle de protection du réseau

Le modèle de protection du réseau comprend une protection à maximum et minimum de tension et une protection à maximum et minimum de fréquence. La protection du réseau temporisée se caractérise par un ensemble de niveaux de protection et un ensemble correspondant de temps de déconnexion, tels que définis et soumis à essai dans l'IEC 61400-21¹⁴. Les courbes définissables par l'utilisateur peuvent être saisies pour modéliser les profils de déclenchement spécifiques en définissant un ensemble des

¹⁴

En règle générale, le secteur industriel modélise la protection de manière classique, de sorte que le modèle se déclenche toujours lorsque l'un des niveaux de tension ou de fréquence dépasse les seuils de niveau de protection correspondants. Le matériel actuel peut dépasser ces seuils de protection minimale d'alimentation sans déclencher l'éolienne.

coordonnées tension/temps ou fréquence/temps. L'interpolation entre les points est utilisée pour fournir une caractéristique de déclenchement lisse.

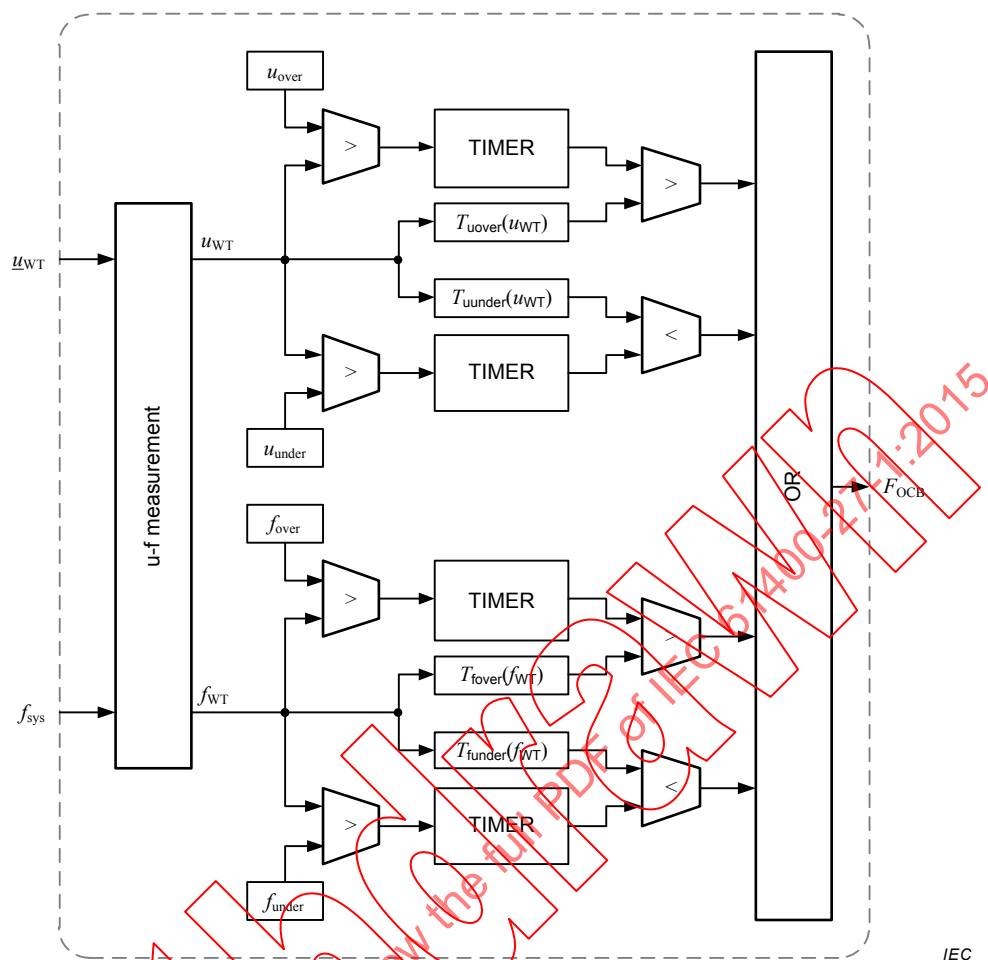
Les paramètres du module sont donnés dans le Tableau 29, et les schémas de principe sont donnés à la Figure 39 et à la Figure 40.

Tableau 29 – Liste des paramètres du modèle de protection du réseau

Symbole	Unités de base	Description	Catégorie
u_{over}	U_n	Seuil d'activation de la protection contre les surtensions de l'éolienne	Projet
$T_{\text{uover}}(u_{\text{WT}})$	$s(U_n)$	Table de conversion temps de déconnexion contre surtension	Projet
u_{under}	U_n	Seuil d'activation de la protection contre les sous-tensions de l'éolienne	Projet
$T_{\text{uunder}}(u_{\text{WT}})$	$s(U_n)$	Table de conversion temps de déconnexion contre sous-tension	Projet
f_{over}	f_n	Seuil d'activation de la protection contre les surfréquences de l'éolienne	Projet
$T_{\text{fover}}(f_{\text{WT}})$	$s(f_n)$	Table de conversion temps de déconnexion contre fréquence	Projet
f_{under}	f_n	Seuil d'activation de la protection contre les sous-fréquences de l'éolienne	Projet
$T_{\text{funder}}(f_{\text{WT}})$	$s(f_n)$	Table de conversion temps de déconnexion contre sous-fréquence	Projet
Mzc	-	Mode de mesure de passage par zéro (true = 1 si le système de protection de l'éolienne utilise les passages par zéro pour détecter la fréquence – sinon false = 0)	Type
$d\phi_{\text{max}}$	f_n/s	Taux maximal de variation de fréquence ^a	Type
$TfMA$	s	Intervalle de déplacement de la fenêtre moyenne ^b	Type

^a Il convient que $d\phi_{\text{max}}$ soit supérieur au seuil d'activation de la protection ROCOF dans le réseau d'énergie électrique. Actuellement, une valeur de 0,5 Hz/s est indiquée dans certains codes de réseau et une valeur de 2,5 Hz/s est proposée, de sorte qu'il convient d'utiliser $d\phi_{\text{max}} = 5 \text{ Hz/s}$.

^b Les valeurs types pour le matériel de protection sont 3 à 5 périodes de lignes.



NOTE Le bloc de mesure u-f est détaillé dans la Figure 40.

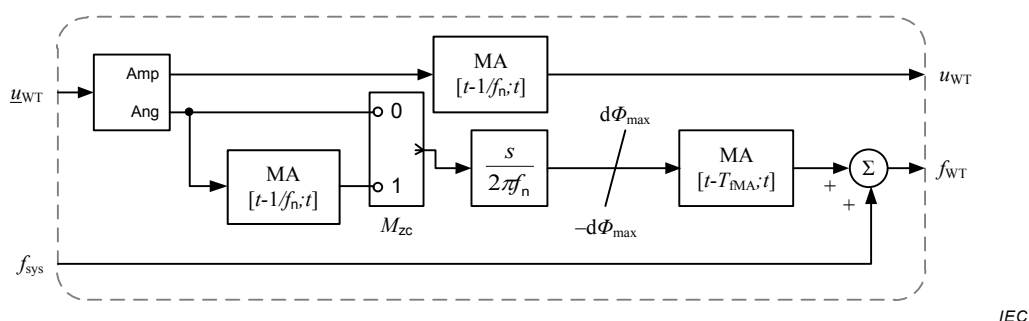
Légende

Anglais	Français
TIMER	TEMPORISATEUR
y-f measurement	mesure y-f

Figure 39 – Schéma de principe du système de protection du réseau

Pour chaque paire individuelle de niveau de protection et temps de déconnexion, le modèle déclenche l'éolienne si la variable correspondante a dépassé le niveau de protection correspondant en continu au cours du temps de déconnexion correspondant. Le modèle n'inclut pas les reconnexions d'une éolienne déclenchée.

Pour utiliser un modèle de relais temporisé, une seule paire de coordonnées peut être définie dans les tables de conversion. Pour utiliser les profils de déclenchement spécifiques, l'utilisateur peut saisir autant de paires de coordonnées qu'exigé dans les tables de conversion.



NOTE Le paramètre du modèle f_n est inclus dans la liste des paramètres globaux Tableau 1.

Figure 40 – Schéma de principe de la mesure u-f

6 Spécification de la procédure de validation

6.1 Vue d'ensemble

L'Article 6 a pour objet de spécifier la procédure normalisée de validation d'un modèle de simulation d'éolienne en fonction des essais réalisés sur l'éolienne en question.

La procédure de validation est valide pour les modèles de simulation à fréquence fondamentale. La procédure de validation doit être appliquée aux modèles de simulation d'éolienne spécifiés à l'Article 5. La procédure de validation peut également être appliquée pour d'autres modèles d'éolienne à fréquence fondamentale (les modèles spécifiques au fabricant ou au projet, par exemple).

La précision possible du modèle en fonction de la procédure de validation spécifiée à l'Article 6 est limitée en raison d'inévitables erreurs de simulation et d'erreurs de mesure. Pour les modèles spécifiés à l'Article 5, la précision possible est encore plus limitée, car il s'agit de modèles génériques, qui ne peuvent donc pas être aussi détaillés que les modèles spécifiques au fabricant. Cela est décrit plus en détail à l'Annexe B.

La procédure de validation ne précise pas la validation entre modèles. Toutefois, les éoliennes similaires peuvent également être couvertes par les validations étendues d'un modèle, sous réserve de justification satisfaisante du fabricant d'éoliennes.

NOTE Dans certains cas, en raison des opérations de maintenance, des différentes conditions sur site, de l'augmentation de puissance ou de la mise à niveau du matériel, certaines parties mécaniques de l'éolienne peuvent être changées. Par exemple, l'installation d'un nouveau multiplicateur, le changement de pales ou de leur longueur, les différentes hauteurs de pylône. Ces changements des parties mécaniques de l'éolienne n'ont généralement pas d'impact significatif sur le comportement transitoire électrique du générateur de l'éolienne. A cet égard, les éoliennes sont considérées comme étant similaires si le type et les systèmes de commande sont identiques, et si l'ensemble du matériel spécifique ayant un impact sur le comportement transitoire de l'éolienne est identique (c'est-à-dire le convertisseur, le circuit de limitation de tension, le frein, le hacheur et tous les autres systèmes de protection spécifique contre les creux de tension). Les autres exemples d'éoliennes similaires en relation avec la validation du modèle sont les éoliennes avec différents niveaux de puissance côté primaire du transformateur, les éoliennes avec différents diamètres de rotor, les éoliennes avec différents fabricants de composants et les éoliennes avec différentes valeurs nominales.

La justification du fabricant peut être obtenue par l'utilisation d'un modèle détaillé spécifique au matériel triphasé. Dans de tels cas, si des simulations détaillées peuvent établir que les changements de matériel n'ont pas eu d'impact significatif sur le comportement électrique de l'unité, il n'est pas nécessaire de procéder à de nouveaux essais et nouvelles mesures sur le terrain.

La description de la procédure de validation de modèle est organisée dans les articles suivants:

- 6.2 donne les spécifications générales pour la procédure de validation.

- 6.3 décrit la procédure de validation en détail.

6.2 Spécifications générales

La procédure de validation a été développée en gardant à l'esprit les spécifications suivantes:

- Les résultats de la procédure de validation doivent servir à quantifier la précision du modèle de simulation, afin d'être appliqués dans le cadre de différentes évaluations de la stabilité du réseau et d'études de planification.
- La procédure de validation repose sur les essais d'éolienne conformément à l'IEC 61400-21. La procédure de validation ne définit pas d'autres essais ou procédures d'essai, mais s'appuie uniquement sur les procédures données dans l'IEC 61400-21 pour ces types d'essais.
- S'il existe déjà des résultats d'essai (obtenus avant la date de publication de la présente norme), d'autres essais, couvrant la même portée opérationnelle de l'éolienne que celles définies dans l'IEC 61400-21, peuvent être acceptés pour la validation, à condition que ces résultats soient obtenus et documentés conformément aux exigences des résultats présentés dans l'IEC 61400-21.
- La procédure de validation doit au moins inclure les caractéristiques fonctionnelles d'éolienne suivantes:
 - Validation de la réponse du modèle de simulation aux creux de tension soumis à essai.
 - Validation de la réponse du modèle de simulation aux variations échelonnées et soumises à essai de valeurs de référence¹⁵.
 - Validation de la fonction de protection du réseau du modèle de simulation.
- Le modèle et l'essai doivent faire référence aux mêmes bornes d'éolienne afin de s'assurer que les mesures et les simulations se rapportent au même point. Conformément à l'IEC 61400-21, les bornes d'éolienne sont définies par le fabricant, et peuvent donc être placées:
 - 1) côté basse tension du transformateur élévateur de tension du générateur, ou
 - 2) côté haute tension du transformateur élévateur de tension du générateur.
- Pour satisfaire à la procédure de validation, des valeurs directes simulées doivent être validées par rapport aux valeurs directes mesurées. Pour les modèles contenant des composantes inverses, les composantes inverses simulées doivent être validées par rapport aux composantes inverses mesurées, en plus de la validation des composantes directes.
- Un plan d'essai doit être compilé pour toutes les mesures utilisées pour la validation.
- Les résultats de la procédure de validation doivent être:
 - une série temporelle de grandeurs de fréquence fondamentale mesurées et simulées
 - une série temporelle d'erreurs entre les courants et tensions à fréquence fondamentale simulés et mesurés
 - une erreur moyenne, une erreur absolue moyenne et une erreur maximale dans les fenêtres de creux de tension avant, pendant et après défaut
 - un temps de réponse, un temps de montée et une durée d'établissement mesurés et simulés des variations de point de référence.
 - des niveaux de protection et des temps de déconnexion de la protection du réseau mesurés et simulés.

¹⁵ La procédure spécifiée de validation des variations échelonnées suppose que la commande a un terme intégral garantissant que la valeur de référence va être atteinte.

- Spécification du domaine d'application¹⁶ du modèle de validation validé
- Les informations et les données de visualisation doivent être échantillonnées toutes les 10 ms, voire mieux. La visualisation des données mesurées et simulées doit être conforme à l'IEC 61400-21, des systèmes directs ou indirects fondamentaux ou un système homopolaire étant exigés.
- Pour calculer l'écart entre les valeurs simulées et mesurées, une base de temps mutuelle doit être établie pour les deux ensembles de données. Une base de temps commune peut être obtenue par synchronisation, décimation ou interpolation entre les valeurs échantillonnées.
- Un phénomène haute fréquence observé, d'origine électromagnétique et durant, par exemple, moins de 1 cycle doit être négligé, puisqu'il n'entre pas dans le domaine d'application des modèles de simulation spécifiés. Par exemple, des oscillations haute fréquence amorties, comme les courants d'appel du transformateur comportant au moins une deuxième harmonique et se trouvant hors de la gamme de fréquences considérée pour les études de stabilité.
- Si une valeur mesurée ne comporte pas de valeur simulée correspondante, une valeur interpolée doit être utilisée afin de créer un ensemble daté d'erreurs.
- Les valeurs mesurées, traitées et simulées doivent être présentées, en valeurs par unité, en prenant la valeur nominale de la puissance active nominale et la tension nominale au point de mesure comme base de calcul des paramètres par unité, conformément aux définitions de l'Article 4.2.
- La validation peut être réalisée selon l'une des deux approches générales. Dans la première approche, il s'agit de modéliser les systèmes d'éoliennes, tout en ayant une représentation équivalente du réseau et de l'interface entre l'éolienne et le réseau. Dans la deuxième approche (parfois appelée approche "play-back" ou "lecture"), seul le système d'éolienne est modélisé, l'un des signaux mesurés (en général, la tension) étant lu dans le modèle pendant la validation de la réponse des autres grandeurs mesurées (en général, les courants actif et réactif, et les puissances active et réactive) du générateur d'éolienne par rapport à la réponse simulée du modèle¹⁷.

6.3 Procédure de validation

6.3.1 Creux de tension

6.3.1.1 Entrées de mesure

L'IEC 61400-21 spécifie les cas d'essai pour les creux de tension¹⁸. Chaque cas de taille de défaut équilibré et déséquilibré soumis à essai¹⁹ et de durées doit être validé par au moins une mesure. Les entrées suivantes sont exigées à partir de chaque essai de creux de tension de l'éolienne conformément à l'IEC 61400-21:

- Série temporelle de la tension directe à fréquence fondamentale mesurée et courants actif et réactif.

¹⁶ "Domaine d'application" indique les situations dans lesquelles le modèle de simulation électrique est applicable.

¹⁷ La méthode de validation de la simulation de l'ensemble du réseau est exigée afin de démontrer la stabilité du modèle. Il convient d'utiliser la méthode de validation play-back (lecture) pour évaluer la précision du modèle car elle réduit les incertitudes liées aux modèles de réseau et de matériel d'essai. Il convient d'utiliser la méthode play-back (lecture) avec précaution lors de la validation de la commande de tension.

¹⁸ L'IEC 61400-21:2008 spécifie 6 cas d'essai de creux de tension incluant des défauts équilibrés et déséquilibrés conformément au Tableau 1 de l'IEC 61400-21:2008. Chaque cas d'essai est caractérisé par le nombre de phases concernées et la taille et la durée du creux de tension. Les éditions ultérieures de l'IEC 61400-21 peuvent spécifier différents cas d'essai de creux de tension.

¹⁹ Note: Les modèles directs sont restrictifs en ce sens qu'ils ne donnent pas de réponse à des composantes inverses et homopolaires.