

Resum

Aquest projecte estudia els sistemes multiterminal VSC-HVDC per transmissió submarina. En la primera part del projecte, aplicant tècniques d'optimització, es proposa una metodologia per minimitzar les pèrdues per efecte Joule associades a la transmissió d'energia elèctrica en una xarxa multiterminal VSC-HVDC (Voltage Source Converter - High Voltage Direct Current) que uneix els parcs eòlics marins amb les subestacions de la xarxa terrestre. L'algorisme de control dissenyat es compara amb el control *droop* (la solució clàssica). Finalment, s'implementen els dos esquemes de control en un cas particular de xarxa multiterminal i es realitzen simulacions amb MATLAB Simulink[®] per complementar l'estudi estàtic amb el dinàmic.

La segona part del projecte es centra en la modelització, control i simulació d'un sistema multiterminal de quatre nodes amb el software DIgSILENT Power Factory[®]. S'estudia com respon el sistema en condicions normals de funcionament i sota faltes com un sot de tensió en la xarxa d'alterna o una eventual desconexió d'un convertidor del costat xarxa.





Índex

Resum	1
Glossari	13
Introducció	19
1 Transport d'energia elèctrica en corrent continu: HVDC	21
1.1 Transmissió en continua vs. Transmissió en alterna	21
1.1.1 Avaluació de les consideracions tècniques	22
1.1.2 Avaluació de les consideracions econòmiques	23
1.1.3 Avaluació de les consideracions ambientals	23
1.2 Elements d'un sistema VSC-HVDC	24
1.3 Configuracions HVDC	26
1.3.1 Configuració punt a punt	26
1.3.2 Configuració back-to-back	27
1.3.3 Configuració multiterminal	27
1.4 Connexions HVDC	28
1.4.1 Connexió monopolar	28
1.4.2 Connexió bipolar	28
1.4.3 Connexió homopolar	28
2 Minimització de pèrdues per efecte Joule en sistemes multiterminal VSC-HVDC	31
2.1 Sistema HVDC objecte d'estudi i modes d'operació	31
2.2 Esquemes de control	31
2.2.1 Control <i>droop</i>	31
2.2.2 Algorisme de les tensions òptimes	32
2.3 Casos d'estudi	34
2.3.1 Sistema multiterminal de 4 nodes	34
2.3.2 Sistema multiterminal de 7 nodes	37



2.4	Simulacions	41
2.4.1	Canvi en la velocitat del vent	41
2.4.2	Pèrdua de comunicacions	44
3	Modelització i control d'un sistema multiterminal en DIGSILENT Power Factory[®]	45
3.1	Descripció del sistema objecte d'estudi	45
3.2	Modelització i control dels aerogeneradors	46
3.2.1	Esquema complet de l'aerogenerador	46
3.2.2	Generador	47
3.2.3	Turbina	48
3.2.4	Transmissió	49
3.2.5	Control i accionament de <i>pitch</i>	51
3.3	Modelització de la xarxa de transmissió HVDC	52
3.4	Modelització de la xarxa d'alterna	53
3.5	Modelització i control dels convertidors	54
3.5.1	Modelització dels convertidors	54
3.5.2	Control d'inversors	55
3.5.3	Control de rectificadors	60
3.6	Simulacions	61
3.6.1	Consideracions prèvies	61
3.6.2	Paràmetres de les simulacions	62
3.6.3	Simulació d'un canvi de vent	64
3.6.4	Simulació d'un sot de tensió	69
3.6.5	Simulació de la desconnexió d'un convertidor	75
	Conclusions	81
	Agraïments	83
A	Paràmetres per l'estudi de Minimització de pèrdues	85
B	Determinació de paràmetres d'un cable HVDC per estudis transitoris	87
B.1	Introducció	87
B.2	Descripció del mètode de càlcul de la impedància	89
B.3	Descripció del mètode de càlcul de l'admitància	90
B.4	Dades del cable estudiat	92
B.5	Càlculs	92
B.5.1	Determinació de la impedància d'un cable de 150 kV	92



B.5.2	Determinació de l'admitància d'un cable de 150 kV	93
B.6	Resultats	94
C	Transformades de Park i Clarke	97
C.1	Transformada de Park	97
C.2	Transformada de Clarke	98
D	Pressupost	99
D.1	Introducció	99
D.2	Pressupost per la modelització	99
D.2.1	Pressupost del maquinari	99
D.2.2	Pressupost del programari	99
D.2.3	Pressupost de mà d'obra	100
D.2.4	Pressupost total del projecte	100
E	Impacte ambiental	101
E.1	Introducció	101
E.2	Efectes de la ubicació	101
E.2.1	Impacte sobre l'ecosistema	101
E.2.2	Impacte sobre la pesca i el trànsit marítim	101
E.2.3	Impacte sobre el paisatge	102
E.3	Fase de construcció	102
E.3.1	Impacte sobre l'ecosistema	102
E.3.2	Impacte sobre la pesca i el trànsit marítim	102
E.3.3	Impacte sobre el paisatge	102
E.4	Fase de funcionament	102
E.4.1	Impacte sobre l'ecosistema	102
E.4.2	Impacte sobre la pesca i el trànsit marítim	103
E.4.3	Impacte sobre el paisatge	103
E.5	Fase de desmantellament	103
	Bibliografia	103





Índex de figures

1.1	Evolució dels costos d'instal·lacions HVDC i HVAC en funció de la distància de la transmissió	23
1.2	Esquema d'un centre de conversió d'un sistema VSC-HVDC	24
1.3	Transformador. Cortesia d'ABB	25
1.4	Inductància d'acoblament. Cortesia d'ABB	25
1.5	Elements de commutació. Cortesia d'ABB	26
1.6	Configuració punt a punt	26
1.7	Configuració multiterminal	27
1.8	Connexió monopolar	28
1.9	Connexió bipolar	29
1.10	Connexió homopolar	29
2.1	Control <i>droop</i> en un sistema HVDC	32
2.2	Algorisme de les tensions òptimes en un sistema HVDC	33
2.3	4-terminal HVDC test system	34
2.4	Tensions en els nodes del costat xarxa del sistema HVDC	36
2.5	Tensions en els nodes parc del sistema HVDC	36
2.6	Reducció de pèrdues (%) utilitzant l'algorisme de les tensions òptimes vs. control <i>droop</i>	37
2.7	Sistema HVDC de 7 terminals	38
2.8	Distribució de l'eficiència del sistema quan es generen potències de valor aleatori utilitzant control <i>droop</i>	38
2.9	Distribució de l'eficiència del sistema quan es generen potències de valor aleatori utilitzant l'algorisme de les tensions òptimes	39
2.10	Distribució de l'eficiència del sistema per valors aleatoris de potència generada utilitzant els dos esquemes de control	40
2.11	Reducció de pèrdues (%) utilitzant l'algorisme de les tensions òptimes vs. control <i>droop</i>	40
2.12	Canvis en la velocitat del vent	41
2.13	Potència en els parcs eòlics	42



2.14	Tensions en els VSC del costat de parc eòlic i costat xarxa	42
2.15	Transitori detallat de les tensions el costat xarxa dels VSC	43
2.16	Intensitats per les branques del sistema multiterminal HVDC	43
2.17	Tensions en els VSC del costat de parc eòlic i costat xarxa	44
3.1	Esquema del sistema multiterminal objecte d'estudi	45
3.2	Diagrama de blocs d'un aerogenerador	46
3.3	Turbina	49
3.4	Representació de la transmissió segons el Model de les dues Masses	50
3.5	Implementació en DIgSILENT Power Factory [®] del Model de les dues Masses	50
3.6	Implementació en DIgSILENT Power Factory [®] del control de <i>pitch</i>	51
3.7	Model en π d'una línia de transmissió	52
3.8	Definició de dades d'un cable HVDC de 150 kV en DIgSILENT Power Factory [®]	52
3.9	Equivalent Thévenin de la xarxa d'alterna	53
3.10	Introducció de les dades de la xarxa X_1 en DIgSILENT Power Factory [®]	53
3.11	Esquema de convertidor CC/CA	54
3.12	Model promitjat de convertidor	54
3.13	Esquema de control dels inversors	55
3.14	Esquema elèctric del circuit xarxa	56
3.15	Llaç de corrent	57
3.16	Llaç de seguiment de fase	58
3.17	Model linealitzat de la PLL trifàsica	59
3.18	Reducció de potència per reducció de tensió	60
3.19	Representació del sistema objecte d'estudi amb DIgSILENT Power Factory [®]	61
3.20	Variables del parc eòlic 1	65
3.21	Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 1	66
3.22	Variables del parc eòlic 2	66
3.23	Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 2	67
3.24	Tensió i intensitat en el costat de contínua dels convertidors	67
3.25	Potències mesurades en el costat d'alterna dels convertidors	68
3.26	Variables dels llaços de corrent del parc eòlic 1 i del parc eòlic 2	68
3.27	Variables del parc eòlic 1	70
3.28	Variables del parc eòlic 2	70
3.29	Sot de tensió en la xarxa terrestre del Sistema 1	71
3.30	Freqüència mesurada per la PLL dels inversors	71
3.31	Mecanisme de reducció de potència per reducció de tensió	72
3.32	Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 1	72



3.33	Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 2	73
3.34	Tensió i intensitat en el costat de contínua dels convertidors	73
3.35	Potències mesurades en el costat d'alterna dels convertidors	74
3.36	Variables dels llaços de corrent del parc eòlic 1 i del parc eòlic 2	74
3.37	Variables del parc eòlic 1	76
3.38	Variables del parc eòlic 2	76
3.39	Freqüència mesurada per la PLL dels inversors	77
3.40	Mecanisme de reducció de potència per reducció de tensió	77
3.41	Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 1	78
3.42	Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 2	78
3.43	Tensió i intensitat en el costat de contínua dels convertidors	79
3.44	Potències mesurades en el costat d'alterna dels convertidors	79
3.45	Variables dels llaços de corrent del parc eòlic 1 i del parc eòlic 2	80
B.1	Seccions d'un cable submarí. Cortesia d'ABB	88
B.2	Capas d'un cable submarí	88
B.3	Esquema elèctric entre cor i funda d'un cable submarí [28]	91
B.4	Resistència per unitat de longitud en funció de la freqüència	94
B.5	Inductància per unitat de longitud en funció de la freqüència	94
B.6	Conductància per unitat de longitud en funció de la freqüència	95
B.7	Capacitat per unitat de longitud en funció de la freqüència	95
C.1	Representació del pla qd	98





Índex de taules

2.1	Valors estadístics de l'eficiència obtinguts amb els dos esquemes de control	40
3.1	Dades del <i>Flexnet Multiterminal Model</i>	62
3.2	Paràmetres de la màquina d'inducció	62
3.3	Paràmetres de la turbina	63
3.4	Paràmetres de la transmissió	63
3.5	Paràmetres del control de <i>pitch</i>	63
3.6	Paràmetres de les xarxes dels parcs eòlics	63
3.7	Paràmetres de la xarxa HVDC	63
3.8	Paràmetres de les xarxes de CA	64
3.9	Característiques del control <i>droop</i>	64
3.10	Llindars d'actuació del mecanisme de reducció de potència	64
3.11	Valors de la velocitat del vent i instants de canvi	65
3.12	Valors de la velocitat del vent	69
3.13	Característiques del sot de tensió	69
3.14	Valors de la velocitat del vent	75
3.15	Desconnexió de l'inversor del Sistema 1	75
B.1	Paràmetres de la transmissió	92
D.1	Pressupost del maquinari	99
D.2	Pressupost del programari	99
D.3	Pressupost de mà d'obra	100
D.4	Pressupost total del projecte	100





Glossari

Símbols

a Diàmetre intern d'una capa conductora

A Àrea escombrada per les pales de la turbina

b Diàmetre extern d'una capa conductora

c Coeficient d'esmoreïment de l'eix lent

C Capacitat

C_p Coeficient de potència

E Tensió en un node

E_{gs} Tensió mesurada en el costat de contínua de l'inversor en la minimització de pèrdues

E_{gsL} Tensió de referència del controlador *droop* en la minimització de pèrdues

E_{min} Tensió mínima en cada node

E_{max} Tensió màxima de cada node

E_{DC} Tensió del bus de contínua

e_{DC} Tensió del bus de contínua en p.u. en la implementació amb DIGSILENT Power Factory®

e_{gsL} Tensió de referència del controlador *droop* en la implementació amb DIGSILENT Power Factory®

e_{min} Llindar mínim d'actuació del mecanisme de reducció de potència, en p.u.

e_{max} Llindar mínim d'actuació del mecanisme de reducció de potència, en p.u.

E Vector de tensions en tots els nodes del sistema multiterminal

f Freqüència

G Conductància

G Matriu de conductàncies



I Intensitat en un node

I_{min} Intensitat mínima

I_{max} Intensitat màxima

i_{max} Limitació de corrent de la component i_q^*

$l_n(x)$ Funció de Bessel modificada de primera espècie

\mathbf{I} Vector d'intensitats en tots els nodes del sistema multiterminal

i_{DC} Intensitat del bus de contínua en p.u. en la implementació amb DIgSILENT Power Factory[®]

J Inèrcia

k Rigidesa de l'eix lent

k_{droop} Constant del controlador *droop*

$K_n(x)$ Funció de Bessel modificada de segona espècie

K_p Constant proporcional d'un controlador PI

K_i Constant integradora d'un controlador PI

l Distància entre nodes

L Inductància

L_r Inductància del rotor

L_{rr} Autoinductància del rotor

L_s Inductància de l'estator

L_{ss} Autoinductància de l'estator

L_m Inductància magnetitzant

L_{Thev} Inductància equivalent del model de Thévenin de la xarxa d'alterna

l_l Inductància d'acoblament a la xarxa

m Nombre de rectificadors VSC

n Nombre d'inversors VSC

n_{gear} Relació de transmissió

P Potència activa



P_{rotor} Potència extreta pel rotor de la turbina

p Nombre de parelles de pols

p_t Potència mecànica d'entrada en el generador, en p.u.

Q Potència reactiva

R Resistència

R_t Radi de la turbina

R_r Resistència del rotor

R_s Resistència de l'estator

R_{Thev} Resistència equivalent del model de Thévenin de la xarxa d'alterna

r_l Inductància d'acoblament a la xarxa

s Lliscament

T Parell

$xspeed$ Velocitat mecànica del generador, en p.u.

v Tensió

v_w Velocitat del vent

Z Impedància

Z_{aa} Impedància interna

Z_{bb} Impedància externa

Z_{ab} Impedància mútua

Y Admitància

z Funció objectiu del problema d'optimització

Símbols grecs

β Angle de *pitch*

β_{ref} Angle de *pitch* de referència

ϵ Permittivitat

λ *Tip speed ratio*



μ Permeabilitat

ξ Coeficient d'esmortiment

ρ Resistivitat

ρ_a Densitat de l'aire

σ Conductivitat

τ Constant de temps

ω Velocitat angular

ω_{tref} Velocitat angular de referència de la turbina

ψ Flux magnètic

Subíndexs

abc Fases d'un sistema trifàsic

DC Referit a un paràmetre de la xarxa en contínua

gs Referit al node del costat xarxa o grid side

i Referit al node i

j Referit al node j

l Referit al costat del convertidor

r Referit al rotor de la SCIG

s Referit a l'estator de la SCIG

rotor Referit al rotor de la turbina

gen Referit al generador

qd0 Eixos de quadratura

z Referit al costat de la xarxa d'alterna

Superíndexs

* Valor de consigna



Acrònims

ASM Asynchronous Machine

CITCEA Centre d'Innovació Tecnològica en Convertidors Estàtics i Accionaments

CA Corrent Altern

CA Corrent Continu

CX Costat Xarxa

HVDC High Voltage Alternating Current

HVDC High Voltage Direct Current

IGBT Isolated Gate Bipolar Transistor

IMC Internal Model Control

UPC Universitat Politècnica de Catalunya

PE Parc Eòlic

PI Controlador Proporcional Integral

PLL Phase Locked Loop

SCIG Squirrel Cage Induction Generator

VSC Voltage Source Converter





Introducció

El continu increment de demanda d'energia elèctrica unit a la necessitat de produir-la sense dependre de recursos naturals finits, ha afavorit el desenvolupament de la generació elèctrica a partir d'energies renovables en les últimes dècades. Una del les fonts d'energia renovable que ha suscitat més interès és l'eòlica. Els avanços tecnològics que aquesta ha anat experimentant han permès la seva aplicació no només en emplaçaments terrestres (*onshore*), també en el mar (*offshore*). Dos dels principals atractius de la opció *offshore* són la possibilitat de construir en un medi no tan explotat com el terrestre i la presència d'unes condicions de vent més favorables.

La construcció cada vegada més extesa de parcs eòlics *offshore*, ha permès que els sistemes de transmissió HVDC [1,2] esdevinguin una tecnologia clau per a la integració de grans quantitats d'energia renovable a la xarxa. Concretament la tecnologia HVDC amb VSC (convertidors en font de tensió) sembla la solució adequada per actuar d'interfície entre els parcs eòlics *offshore* i la xarxa terrestre de corrent alterna. Quan s'ha d'unir un gran nombre de parcs eòlics a un gran nombre de xarxes terrestres, sorgeix el concepte multiterminal. Seguint amb la terminologia descrita, aquests sistemes es designen com sistemes multiterminal VSC-HVDC [3–5]. Destaca el projecte anomenat European Supergrid[®], impulsat per la plataforma *Friends of the Supergrid* [6], amb l'objectiu d'implantar d'un sistema multiterminal VSC-HVDC al nord d'Europa.

Existeixen diferents topologies de circuits multiterminal HVDC, analitzades a [7]. Els possibles esquemes de control aplicats als sistemes multiterminal HVDC també s'estudien a [7], classificant-los en els que requereixen ús comunicacions i els que no. El control *droop* [8–11] permet un control robust de sistemes multiterminal HVDC sense la necessitat de cap sistema comunicacions, però no garanteix una transmissió en la xarxa HVDC amb pèrdues mínimes.

Les configuracions i les connexions d'un sistema HVDC s'exposen en el Capítol 1. També s'indiquen els principals elements d'un sistema VSC-HVDC. En el Capítol 2 es proposa un esquema de control basat en la comunicació entre convertidors. S'assumeix que el sistema de comunicacions ja està disponible per tasques de protecció i monitorització. En cas de que es produís una falta en ell, es passaria a operar amb control *droop*. L'esquema de control proposat resol un problema d'optimització del flux de potència per un sistema multiterminal HVDC i proporciona les referències adequades als convertidors VSC del costat xarxa, mentre els del costat dels parcs eòlics injecten a la xarxa HVDC tota la potència disponible. En el Capítol 2 també s'analitza la reducció de pèrdues en la transmissió HVDC comparant l'esquema de control proposat amb el control *droop* i s'inclouen simulacions per mostrar el comportament dinàmic de l'esquema basat en la resolució d'un flux de potència òptim.

En el Capítol 3 es desenvolupa la modelització i el control d'un sistema multiterminal de 4 nodes operat amb control *droop* en DIGSILENT Power Factory[®] per procedir a simular-lo sota canvis de vent, sots de tensió en la xarxa d'alterna o una eventual desconnexió d'un convertidor del costat xarxa.





Capítol 1

Transport d'energia elèctrica en corrent continu: HVDC

1.1 Transmissió en continua vs. Transmissió en alterna

La generació, transmissió i distribució de l'energia elèctrica han evolucionat al llarg de la història. Les primeres xarxes de distribució instal·lades a Europa i als EEUU funcionaven amb CC i baixa tensió però una part considerable de l'energia generada es dissipava en els cables. L'invent i l'extensió en l'ús del transformador, junt amb la millora en el generador de CA, van propiciar el salt del transport en CC a CA. Gràcies a l'ús del transformador, modificant el nivell de tensió es podia transportar l'energia elèctrica a través de llargues distàncies amb menors pèrdues i, mitjançant el generador de CA s'aconseguia generar electricitat amb poc cost emprant turbines hidroelèctriques. D'altra banda, la transmissió d'energia elèctrica també es duia a terme en CA, conseqüència del desenvolupament de la transmissió trifàsica iniciada cap al 1893. Va ser l'any 1893 quan s'instal·lava el primer sistema trifàsic en CA, a Suècia. Més de 100 anys més tard (1997), també a Suècia, s'aconseguia construir la primera línia de transmissió en corrent continu, amb tecnologia VSC. Però no era el primer enllaç HVDC, doncs l'any 1954 un cable submarí de 98 km ja unia la illa de Gotland amb Suècia [12].

Els avanços en l'electrònica de potència així com en els cables que transporten l'energia elèctrica han afavorit i afavoreixen el desenvolupament de la tecnologia HVDC, paral·lelament al de l'HVAC (High Voltage Alternating Current). L'ús d'una tecnologia o l'altra dependrà de la viabilitat tècnica de cadascuna en la construcció de l'enllaç desitjat. Si la connexió a realitzar uneix dos sistemes que funcionaven a diferent freqüència (asíncrons), és necessari l'HVDC. D'altra banda, en HVDC és que la potència que pot transmetre el sistema pràcticament no varia amb la distància, mentre que, com a conseqüència dels efectes de les reactàncies, amb l'HVAC la capacitat de transmissió disminueix amb la distància. A més, en HVAC, poden aparèixer inestabilitats degut al desfasament que produeix la inductància entre els extrems de la línia. La decisió d'instal·lar sistemes HVDC o HVAC, té en compte no només la seva viabilitat tècnica, sinó també criteris econòmics i d'impacte ambiental.



1.1.1 Avaluació de les consideracions tècniques

Des del punt de vista tècnic, es poden analitzar les diferències entre transmissió HVDC i HVAC i deduir-ne els principals avantatges de la primera respecte de la segona [13].

Pèrdues

Es sap que la transmissió en alta tensió, tant HVDC com HVAC, és una via adequada per una transmissió eficient de grans potències, doncs les pèrdues efecte Joule són proporcionals al quadrat del corrent. Si es vol transmetre la mateixa quantitat de potència, s'obtenen menys pèrdues si es treballa amb altes tensions ja que la intensitat que circula és menor que la que hi hauria si la tensió fos menor. Dins de l'elecció d'alta tensió, la transmissió HVDC pot ser més eficient que l'HVAC.

El model de cable, tant de CA com de CC, presenta una part inductiva i una part capacitiva. En cables submarins d'alta tensió la part capacitiva té molta importància. En implicar la necessitat de carregar i descarregar els condensadors, provoca la presència d'un corrent reactiu. Aquest corrent reactiu no transmet potència activa i provoca pèrdues. En cables CC, a diferència dels CA, aquests corrents reactius només afecten en el transitori.

Límits d'estabilitat i capacitat de transmissió

La transferència de potència en una línia CA depèn de la diferència en l'angle de la tensió en els dos extrems de la línia, que creix amb la distància. La màxima potència està limitada per les consideracions d'estabilitat en estat transitori i estacionari. En CA, la capacitat de transmissió de potència és inversament proporcional a la distància de la transmissió, mentre que en CC no es veu afectada.

Control de tensió i compensació de reactiva

Les caigudes de tensió i els corrents de càrrega dificulten el control de la tensió en línies CA. Per mantenir la tensió desitjada en els dos extrems de la línia, és necessari una compensació de reactiva. Els requeriments d'aquesta compensació augmenten també amb la distància. Les estacions convertidores en CC donen suport a la xarxa a través del control de reactiva i en CC, les línies no necessiten compensació.

Interconnexió de sistemes CA

La connexió de dues xarxes CA asíncrones només és concebible amb un enllaç CC. La possibilitat de controlar el flux de potència en CC pot eliminar problemes com oscil·lacions o perturbacions d'un sistema a l'altre.

Tot i les avantatges de l'HVDC respecte de l'HVAC que s'extreuen de lo anterior, encara hi ha certs aspectes que fan l'HVAC l'opció més viable que l'HVDC en la majoria d'aplicacions. Són fonamentalment, la complexitat de les proteccions CC, la dificultat de transformació de tensions CC/CC -elevades pèrdues- i l'elevat cost associat a les transformacions CA/CC.



1.1.2 Avaluació de les consideracions econòmiques

Dos dels factors més determinants en contra transmissió HVDC són les pèrdues associades a la conversió -CA/CC i CC/AC- i l'elevat cost inicial que aquesta implica -independentment de la distància de la transmissió-. En HVAC, és necessari més espai per aconseguir la transmissió i una part important del cost s'associa a la compensació de reactiva i pèrdues en els cables. Per avaluar quina de les dues opcions és més viable econòmicament es sol analitzar el cost de cada una en funció de la distància (Figura 1.1).

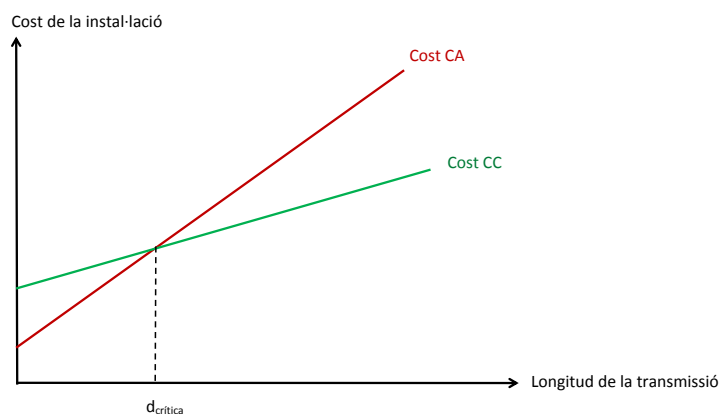


Figura 1.1: Evolució dels costos d'instal·lacions HVDC i HVAC en funció de la distància de la transmissió

Els sistemes HVDC presenten un major cost fix (elevat cost de l'estació de conversió), que es veu corregit pel menor cost de les línies HVDC (menor nombre de línies, menors pèrdues en les línies).

Existeix un punt d'equilibri, on s'observa que per a una determinada distància crítica el cost de les instal·lacions HVDC i HVAC seria el mateix. Per distàncies inferiors a la fixada per aquest punt els costos de conversió i les pèrdues en els centres de conversió encareixen l'opció HVDC en front de l'HVAC, però per distàncies superiors l'HVDC passa a ser l'opció més viable i, quan major és la distància de la transmissió, més favorable es presenta en front de l'HVAC. En transmissió "offshore" el valor d'aquesta distància crítica és es situa entre els 50 i 100 km.

1.1.3 Avaluació de les consideracions ambientals

Amb transmissió HVDC es requereixen menys cables que en HVAC. Les conseqüències d'aquest fet no són només tècniques i econòmiques, sinó que té una incidència gens menyspreable en el medi ambient. Malgrat l'anterior avantatge, no es pot obviar l'impacte visual de la transmissió HVDC, ni el soroll provinent de les estacions de conversió.

1.2 Elements d'un sistema VSC-HVDC

El sistema HVDC més simple consta de dos centres de conversió i una línia de transmissió que els uneix.

Centre de conversió

Tenint en compte que els aerogeneradors dels parc eòlics generen energia elèctrica en CA i que el seu transport mitjançant tecnologia HVDC, es realitza -com el propi nom indica- en CC, és necessària una conversió de CA a CC (duta a terme per rectificadors). D'altra banda, la distribució de l'energia elèctrica des dels punts de la xarxa terrestre fins als punts de consum també es realitza en CA, per tant serà necessària una conversió de CC a CA (duta a terme per inversors, també anomenats onduladors). Les instal·lacions on s'ubiquen aquests convertidors es denominen centres de conversió (Figura 1.2). Els següents elements garanteixen el seu correcte funcionament:

- Filtre en les xarxes CA i CC (necessaris degut als harmònics generats)
- Transformador de conversió (per adequar la tensió als nivells que requereix el convertidor)
- Convertidor (rectificador o inversor)

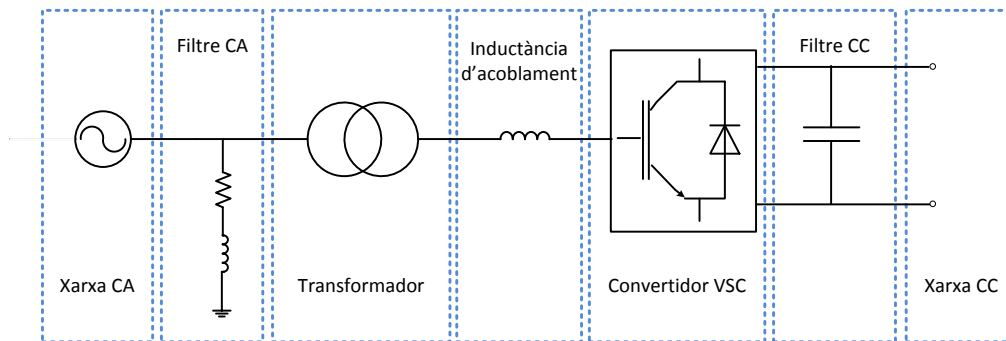


Figura 1.2: Esquema d'un centre de conversió d'un sistema VSC-HVDC

Línia de transmissió

En el cas de transmissió submarina s'utilitzen cables HVDC. En sistemes amb configuració back-to-back no es requereix cap cable CC ni línia aèria.

Les Figures 1.3, 1.4 i 1.5 [14] mostren alguns dels components de centres de conversió VSC-HVDC reals. A la Figura 1.5 s'observa l'interior d'un convertidor i el muntatge horitzontal dels IGBT's (Isolated Gate Bipolar Transistor). A la imatge de la Figura 1.4 es pot apreciar l'estructura que conté la inductància d'acoblament. Per últim, La imatge de Figura 1.3 correspon a un transformador.





Figura 1.3: Transformador. Cortesia d'ABB



Figura 1.4: Inductància d'acoblament. Cortesia d'ABB



Figura 1.5: Elements de commutació. Cortesia d'ABB

1.3 Configuracions HVDC

La distribució de les estacions convertidores de sistemes HVDC dona lloc a tres grans tipus de configuracions: punt a punt, back-to-back i multiterminal.

1.3.1 Configuració punt a punt

La majoria dels sistemes HVDC presenten aquesta configuració, basada en la connexió entre dues estacions convertidores mitjançant una línia de transmissió de corrent continu (Figura 1.6).

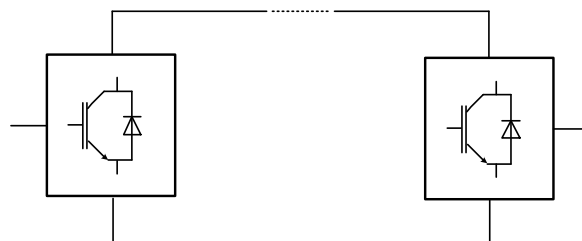


Figura 1.6: Configuració punt a punt



1.3.2 Configuració back-to-back

En aquesta configuració, el rectificador i l'inversor es troben en la mateixa estació convertidora, permetent una interconnexió asíncrona entre dos sistemes CA a través d'un enllaç de continua, però sense necessitat de línia de transmissió.

1.3.3 Configuració multiterminal

Els sistemes HVDC amb configuració multiterminal consten de, com a mínim, tres estacions convertidores, que estan geogràficament separades i unides mitjançant línies de transmissió (Figura 1.7).

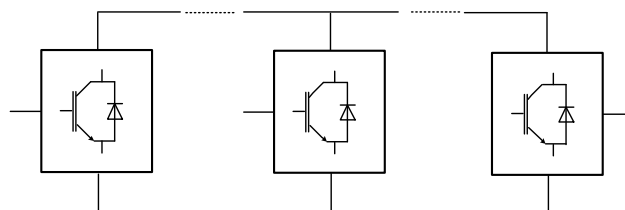


Figura 1.7: Configuració multiterminal

1.4 Connexions HVDC

La disposició de les línies de transmissió per enllaçar les estacions convertidores de sistemes HVDC, permet classificar tres tipus de connexió: monopolar, bipolar i homopolar.

1.4.1 Connexió monopolar

Els dos centres de conversió (o subestacions convertidores) estan units per un únic conductor aïllat i el retorn es fa a través dels elèctrodes de les subestacions connectats a terra (Figura 1.8).

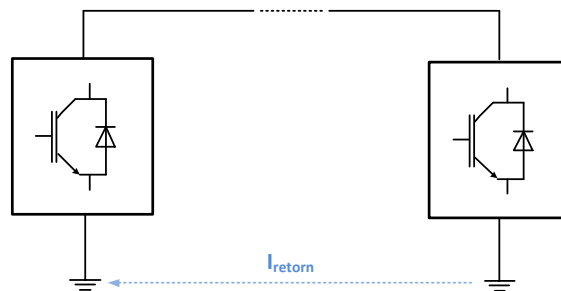


Figura 1.8: Connexió monopolar

1.4.2 Connexió bipolar

Aquesta connexió és la més utilitzada. Les dues subestacions convertidores estan unides per dos conductors, un de polaritat positiva i l'altre de polaritat negativa, que transmeten simultàniament la mateixa potència. En mode d'operació normal, el corrent de retorn és nul (s'anul·la la intensitat que prové de la línia amb polaritat positiva amb la intensitat de la línia amb polaritat negativa). En cas de falla d'una línia, pot operar com una connexió monopolar amb retorn per terra (Figura 1.9).

1.4.3 Connexió homopolar

Les dues subestacions convertidores estan unides per dos o més conductors amb la mateixa polaritat. El retorn es fa per terra o a través d'un conductor metàl·lic de retorn (Figura 1.10). L'inconvenient que presenta aquest tipus de connexions i que explica el seu ús no tan extès és l'elevada corrent de retorn.



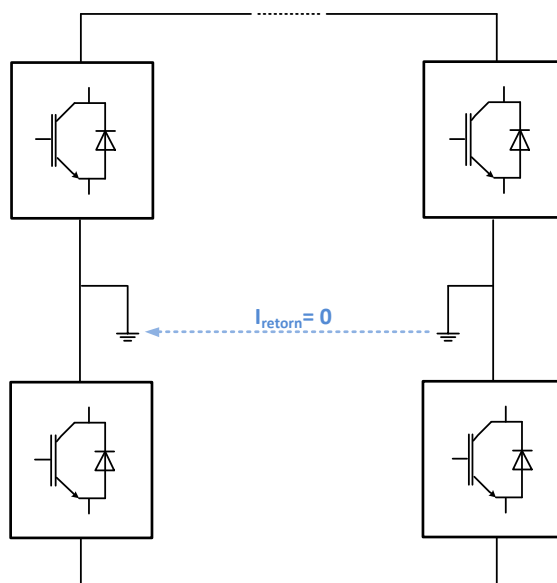


Figura 1.9: Connexió bipolar

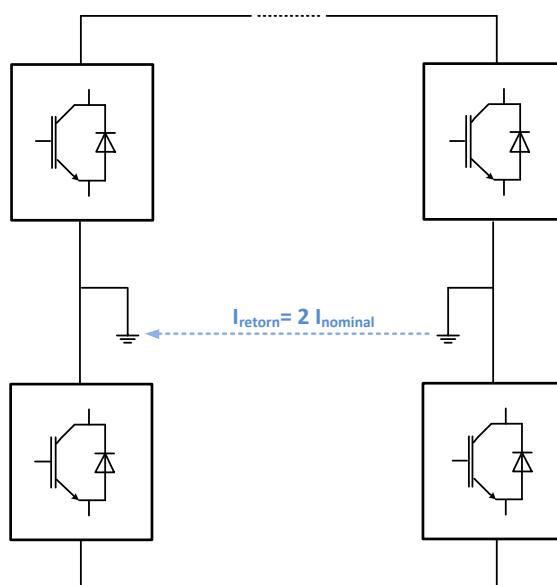


Figura 1.10: Connexió homopolar



Capítol 2

Minimització de pèrdues per efecte Joule en sistemes multiterminal VSC-HVDC

2.1 Sistema HVDC objecte d'estudi i modes d'operació

S'estudia un sistema amb una xarxa multiterminal que transmet l'energia elèctrica generada per parcs eòlics marins fins als punts de consum de la xarxa terrestre (punts del costat xarxa). Els parcs eòlics es connecten a la xarxa multiterminal mitjançant rectificadors VSC i els punts del costat xarxa ho fan a través d'inversors VSC.

Els rectificadors injecten la potència que els parcs eòlics capturen del vent a la xarxa HVDC. En mode d'operació normal, els rectificadors absorbeixen tota la potència produïda pels parcs eòlics. Si succeeix algun tipus de falta en la xarxa d'alterna, els inversors probablement no seran capaços d'injectar tota la potència a la xarxa terrestre. En aquest cas, les tensions dels punts del costat xarxa creixen i els rectificadors operen reduint la generació dels parcs eòlics. La potència de la xarxa de continua s'injecta a la xarxa d'alterna a través dels inversors, que controlen la tensió en els punts del costat xarxa. En mode d'operació normal, els esquemes de control descrits a continuació calculen la potència que cal injectar a la xarxa d'alterna. En cas de donar-se algun tipus de falta en la xarxa d'alterna, els inversors, en veure reduïda la seva capacitat d'extracció de potència, podrien entrar en mode de limitació de corrent.

2.2 Esquemes de control

2.2.1 Control *droop*

El principal avantatge d'aquest tipus de control és que no requereix de l'ús de comunicacions entre els diferents convertidors, però no assegura que la potència generada en els parcs eòlics sigui entregada a la xarxa d'alterna amb pèrdues mínimes. El control *droop* es basa en calcular el corrent injectat per l'inversor de la següent manera:

$$I_{gs}^* = k_{droop} (E_{gs} - E_{gsL}) \quad (2.1)$$

on I_{gs}^* és el corrent de referència pel llaç de corrent de l'inversor i E_{gs} és la tensió mesurada a l'inversor. Les característiques *droop*, k_{droop} i E_{gsL} , depenen del disseny del sistema de control.



La Figura 2.1 mostra un esquema del control *droop*. S'observa que aquest s'aplica a cada inversor VSC, mentre els parcs eòlics injecten tota la potència del vent disponible a la xarxa HVDC. Els punts d'equilibri d'un sistema multiterminal operant amb control *droop* en els inversors es

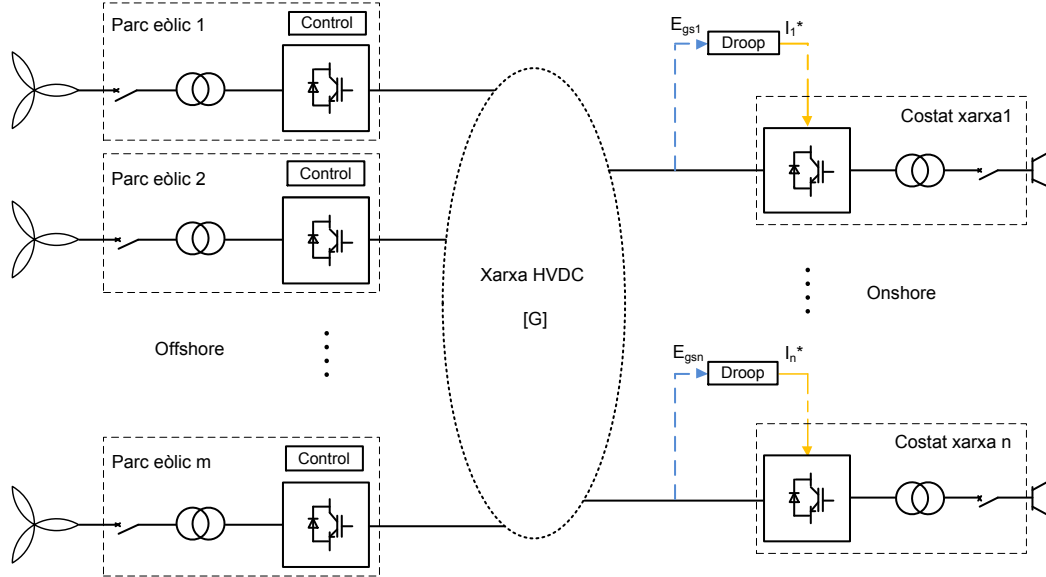


Figura 2.1: Control *droop* en un sistema HVDC

poden determinar resolvent:

$$\mathbf{I} = \mathbf{G}\mathbf{E} \quad (2.2)$$

$$P_i = E_i I_i \quad i \in (n+1, n+m) \quad (2.3)$$

$$I_i = k_{droop_i} (E_i - E_{gsL_i}) \quad i \in (1, n) \quad (2.4)$$

on $\mathbf{I} = (I_1 \cdots I_{n+m})^T$ and $\mathbf{E} = (E_1 \cdots E_{n+m})^T$ són els vectors d'intensitats i tensions en tots els nodes, \mathbf{G} és la matriu de conductàncies, n és el nombre d'inversors VSC i m és el nombre de rectificadors VSC.

2.2.2 Algorisme de les tensions òptimes

Quan es disposa de comunicacions entre els diferents nodes (en la majoria d'aplicacions, es requeriran per sistemes de monitorització, proteccions, etc.) els inversors poden operar, no només mantenint les tensions HVDC, sinó també minimitzant les pèrdues de la xarxa HVDC. Sembla evident que per aconseguir-ho, les tensions en els parcs eòlics es mantindran el més elevades possible, però un flux de potència òptim és necessari quan es considera un cert nombre de parcs eòlics.

Analitzant el control *droop*, es pot percebre que a altes potències, es pot dissenyar un control *droop* per mantenir les tensions elevades en els parcs, obtenint pèrdues mínimes. Però quan la potència generada en els parcs eòlics sigui menor, el control *droop* proporcionarà tensions més baixes i l'eficiència del sistema no serà òptima.

Amb la finalitat d'aconseguir la màxima eficiència possible en un rang ampli de potències, es pot utilitzar un algorisme basat en un flux de potència òptim, amb el cost de requerir comunicacions entre els diferents nodes. En cas de produir-se una pèrdua de comunicacions, el sistema canviaria immediatament al mode d'operació amb control *droop*.



La proposta d'algoritme de flux de potència òptim parteix del coneixement de la potència disponible en tots els parcs eòlics per determinar les referències de tensió HVDC dels inversors VSC. Cada inversor VSC pot ajustar la injecció de potència activa a la xarxa d'alterna per regular la tensió HVDC fins al valor de referència. L'esquema de control es mostra a la Figura 2.2. Anàlogament al control *droop*, els parcs eòlics injecten tota la potència disponible a la xarxa HVDC. El control central resol el problema de flux òptim de potència, obtenint les tensions òptimes E_1, E_2, \dots, E_n dels inversors VSC's que minimitzen les pèrdues de la xarxa HVDC. Aquest problema ve descrit per les següents equacions:

$$[MIN]z = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n+m} \sum_{j=1}^{n+m} G_{ij} (E_i - E_j)^2 \quad (2.5)$$

subjecte a les següents restriccions elèctriques d'igualtat:

$$\mathbf{I} = \mathbf{GE} \quad (2.6)$$

$$P_i = E_i I_i, i \in (n+1, m+n) \quad (2.7)$$

on $\mathbf{I} = (I_1 \dots I_{n+m})^T$ i $\mathbf{E} = (E_1 \dots E_{n+m})^T$ els vectors d'intensitats i tensions en totes els nodes i \mathbf{G} és la matriu de conductàncies. El problema també està subjecte a restriccions sobre les variables tensió i corrent:

$$E_{min} \leq E_i \leq E_{max} \quad (2.8)$$

$$I_{min-node} \leq I_i \leq I_{max-node} \quad (2.9)$$

$$I_{min-branca} \leq G_{ij} (E_i - E_j) \leq I_{max-branca} \quad (2.10)$$

on $i, j \in (1, m+n)$, n és el nombre d'inversors VSC, m és el nombre de rectificadors VSC i E_i i I_i són la tensió i la intensitat en el node i , respectivament.

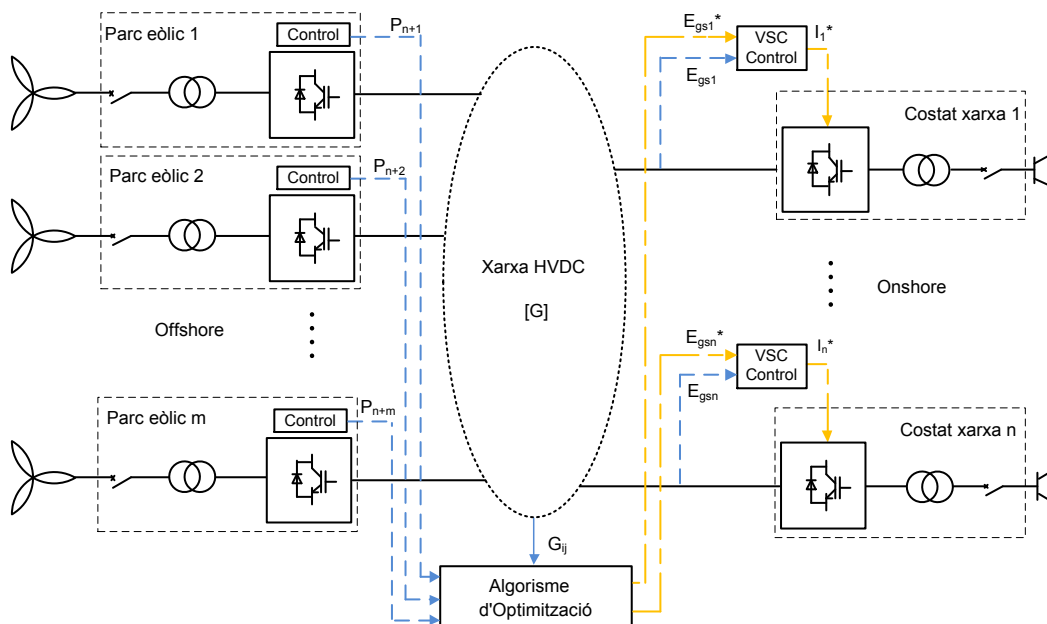


Figura 2.2: Algoritme de les tensions òptimes en un sistema HVDC



2.3 Casos d'estudi

Amb la finalitat d'avaluar la reducció de pèrdues aconseguida per l'algorisme de les tensions òptimes en front del control *droop*, s'analitza l'aplicació dels dos controls en dos casos particulars de xarxa multiterminal HVDC, de 4 nodes i 7 nodes, respectivament. El cablejat entre els diferents nodes es reflecteix en la matriu de conductàncies G , determinada com es mostra a l'Annex. Totes les magnituds s'expressen en p.u.

2.3.1 Sistema multiterminal de 4 nodes

S'analitza un sistema multiterminal consistent en dos terminals de xarxa ($n=2$) i dos terminals de parc ($m=2$), com mostra la Figura 2.3. S'assumeix que les distàncies entre les nodes implicats són $l_{13} = 190 \text{ km}$, $l_{34} = 110 \text{ km}$, $l_{42} = 150 \text{ km}$. E_1, E_2 i I_1, I_2 són les tensions i intensitats dels nodes corresponents a inversors VSC. E_3, E_4 i I_3, I_4 són les tensions i intensitats de nodes corresponents a parcs eòlics.

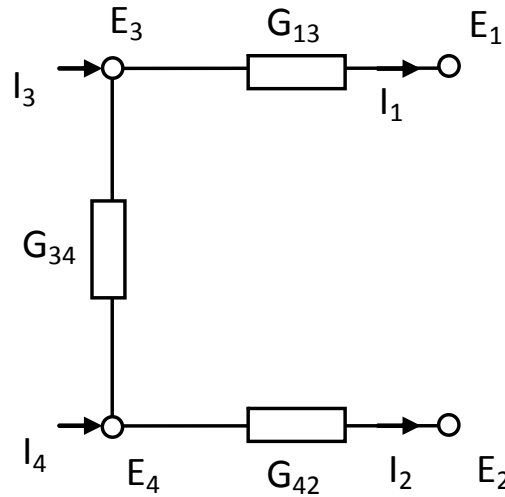


Figura 2.3: 4-terminal HVDC test system

Control *droop*

Tenint en compte que el control *droop* actua sobre els dos inversors VSC, matemàticament es compleix:

$$I_1 = k_{droop1} (E_1 - E_{gsL1}) \quad (2.11)$$

$$I_2 = k_{droop2} (E_2 - E_{gsL2}) \quad (2.12)$$

amb $k_{droop1} = 24,69$, $k_{droop2} = 25,52$, $E_{gsL1} = 0,9904$ i $E_{gsL2} = 0,9896$. Coneixent la potència injectada per cada parc eòlics, P_3 i P_4 , respectivament, les tensions i intensitats es determinen resolent:

$$\begin{bmatrix} k_{droop1} (E_1 - E_{gsL1}) \\ k_{droop2} (E_2 - E_{gsL2}) \\ \frac{P_3}{E_3} \\ \frac{P_4}{E_4} \end{bmatrix} = \mathbf{G} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$



Algorisme de les tensions òptimes

Coneixent la potència injectada per cada parc eòlics, P_3 i P_4 , respectivament, l'algorisme de les tensions òptimes, troba E_1 i E_2 (variables de control), que garanteixen mínimes pèrdues a la xarxa HVDC.

La funció objectiu és:

$$[MIN]z = G_{13}(E_1 - E_3)^2 + G_{42}(E_2 - E_4)^2 + G_{34}(E_4 - E_3)^2 \quad (2.14)$$

subjecte a les restriccions:

$$G_{13}(E_3 - E_1) - I_1 = 0 \quad (2.15)$$

$$G_{42}(E_4 - E_2) - I_2 = 0 \quad (2.16)$$

$$-E_1 G_{13} + E_3(G_{13} + G_{34}) - E_4 G_{34} = \frac{P_3}{E_3} \quad (2.17)$$

$$-E_2 G_{42} + E_4(G_{42} + G_{34}) - E_3 G_{34} = \frac{P_4}{E_4} \quad (2.18)$$

$$0,90 \leq E_i \leq 1,10 \quad (2.19)$$

$$-1,25 \leq I_i \leq 1,25 \quad (2.20)$$

$$-1,25 \leq G_{ij}(E_i - E_j) \leq 1,25 \quad (2.21)$$

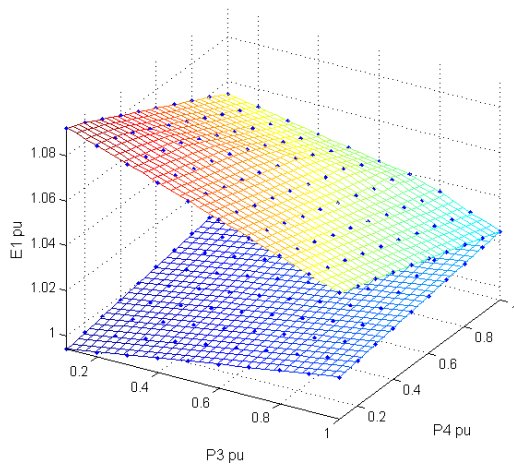
amb $i, j \in (1 \dots 4)$. Els límits superiors i inferiors de tensió en els nodes s'estableixen permetent un augment o descens del 10 % de la tensió nominal. Les limitacions d'intensitat es fixen permetent sobrecàrregues per assegurar que tota la potència generada en els parcs eòlics sigui absorbida pels punts de la xarxa terrestre. El mètode seleccionat per resoldre el problema definit per (2.14) - (2.21) és l'Algorisme dels punts Interiors amb funció barrera.

Anàlisi de resultats

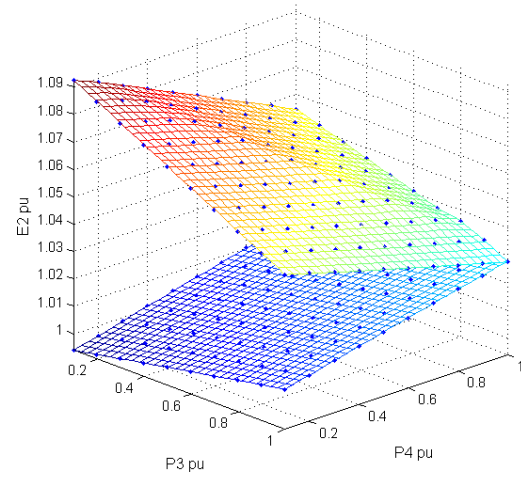
Les tensions obtingudes en els terminals de xarxa, E_1 i E_2 i en els terminals de parc, E_3 i E_4 , per cada esquema de control es representen en les Figures 2.4 i 2.5 per diferents valors de potències injectades P_3 i P_4 . Les superfícies amb valors més alts de tensions corresponen a l'aplicació de l'algorisme de les tensions òptimes, mentre que els plans amb menors valors de tensions resulten de l'aplicació del control *droop*.

Es pot observar que les tensions en els punts del costat xarxa creixen quan major és la potència injectada amb l'aplicació del control *droop*. En canvi, si actua l'algorisme de les tensions òptimes, aquestes tensions decreixen a major potència injectada. La reducció de pèrdues aconseguida aplicant l'algorisme de les tensions òptimes (veure Figura 2.6 pot atènyer valors del 16 % quan els parcs eòlics generen poca potència. En el cas que els dos parcs estiguin generant la màxima potència (situació per a la qual el control *droop* ha estat dissenyat), no hi ha diferència de pèrdues.



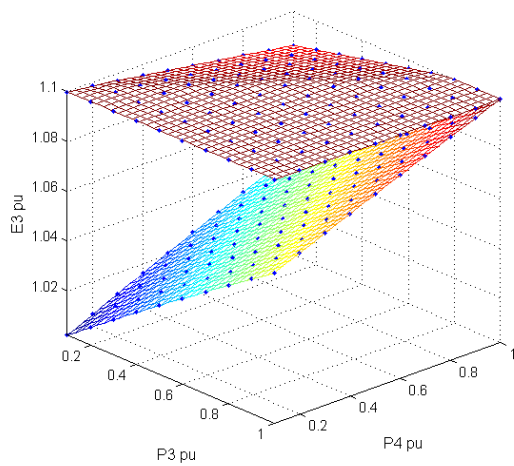


(a) Tensions en el node 1

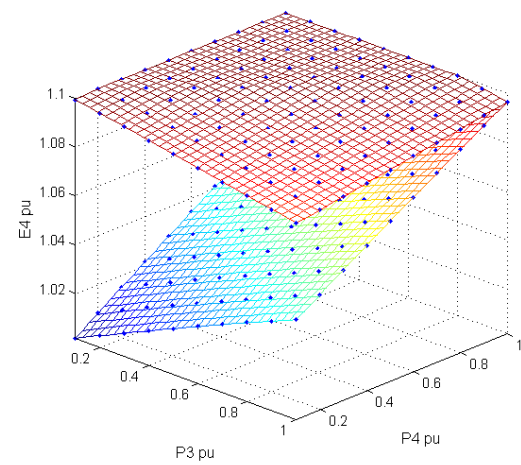


(b) Tensions en el node 2

Figura 2.4: Tensions en els nodes del costat xarxa del sistema HVDC



(a) Tensions en el node 3



(b) Tensions en el node 4

Figura 2.5: Tensions en els nodes parc del sistema HVDC



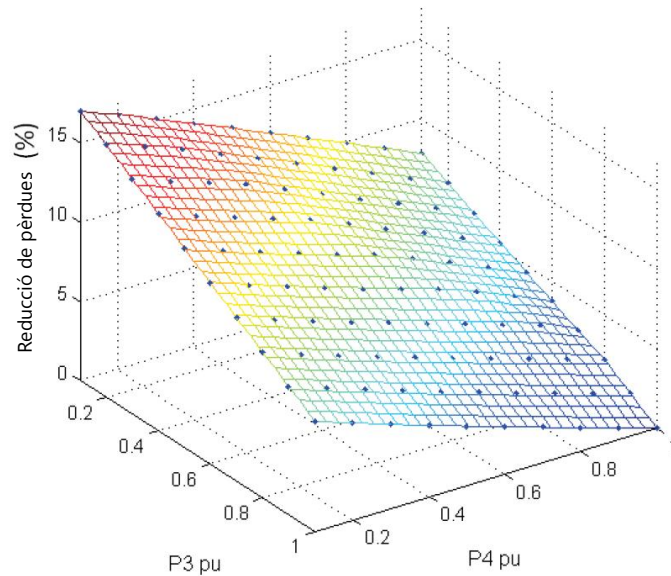


Figura 2.6: Reducció de pèrdues (%) utilitzant l'algorisme de les tensions òptimes vs. control *droop*

2.3.2 Sistema multiterminal de 7 nodes

El segon sistema analitzat consta de 3 terminals de costat xarxa ($n=3$) i de 4 terminals de parc ($m=4$), tal com s'observa a la Figura 2.7. Les distàncies entre els nodes units són $l_{14} = 90 \text{ km}$, $l_{45} = 110 \text{ km}$, $l_{25} = 50 \text{ km}$, $l_{56} = 50 \text{ km}$, $l_{36} = 110 \text{ km}$, $l_{67} = 50 \text{ km}$, $l_{47} = 70 \text{ km}$.

Control *droop*

Tenint en compte que el control *droop* actua sobre els tres inversors VSC, matemàticament es compleix:

$$I_1 = k_{droop} (E_1 - E_{gsL}) \quad (2.22)$$

$$I_2 = k_{droop} (E_2 - E_{gsL}) \quad (2.23)$$

$$I_3 = k_{droop} (E_3 - E_{gsL}) \quad (2.24)$$

on $k_{droop_1} = 23,11$, $k_{droop_2} = 25,32$, $k_{droop_3} = 19,70$, $E_{gsL_1} = 0,9858$, $E_{gsL_2} = 0,9840$, $E_{gsL_3} = 0,9859$. Coneixent la potència injectada pels parcs eòlics, es poden determinar les tensions i intensitats. En aquest cas, les gràfiques 3-D no són adequades per representar les tensions obtingudes en els punts del costat xarxa, ni altres magnituds, com l'eficiència, atès que més de dos parcs eòlics estan injectant potència, concretament quatre, i, per tant, la tensió en cada terminal de xarxa i l'eficiència del sistema haurien de ser expressades com a funció de quatre potències. És per aquesta raó que els resultats es presenten a través d'histogrames. El de la Figura 2.8 mostra com es distribueix l'eficiència del sistema per diferents situacions de potència injectada. Els valors d'aquestes potències són nombres pseudoaleatoris d'una distribució uniforme, entre 0 i 1. La mostra té 1000 elements, és a dir s'han considerat 1000 estats diferents de potència generada. Els valors d'eficiència es troben entre 0,9550 i 0,9950 i la distribució està centrada en 0,9743 (mitjana).

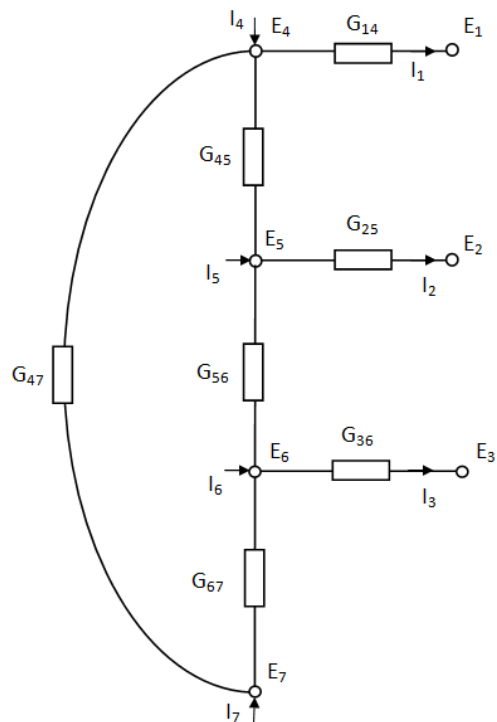


Figura 2.7: Sistema HVDC de 7 terminals

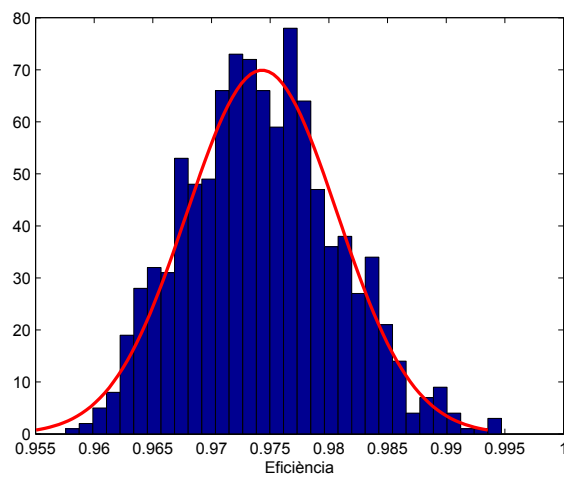


Figura 2.8: Distribució de l'eficiència del sistema quan es generen potències de valor aleatori utilitzant control *droop*



Algorisme de les tensions òptimes

Coneixent la potència injectada pels parcs eòlics, P_4 , P_5 , P_6 i P_7 , l'algorisme determina les tensions en els punts del costat xarxa, E_1 , E_2 i E_3 (variables de control) que garanteixen les mínimes pèrdues del sistema. Els límits inferiors i superiors definits per acotar les diferents variables que apareixen en l'algorisme són:

$$0,90 \leq E_i \leq 1,10 \quad (2.25)$$

$$-1,50 \leq I_i \leq 1,50 \quad (2.26)$$

$$-1,50 \leq G_{ij}(E_i - E_j) \leq 1,50 \quad (2.27)$$

amb $i, j \in (1 \dots 7)$. Els límits inferiors i superiors s'han establert permetent que les tensions de tots els nodes puguin créixer o decreïxer un 10% del valor nominal. Les limitacions d'intensitat estan definides permetent sobrecàrregues, sempre assegurant que tota la potència generada pels parcs eòlics és absorbida pel nodes del costat de xarxa. L'histograma de la Figura 2.9 representa la distribució de l'eficiència per a les mateixes potències pseudoaleatòries injectades que en el cas del control *droop*. La majoria dels valors d'eficiència es troben entre 0,9550 i 0,9950 i la seva distribució està centrada en 0,9767 (mitjana).

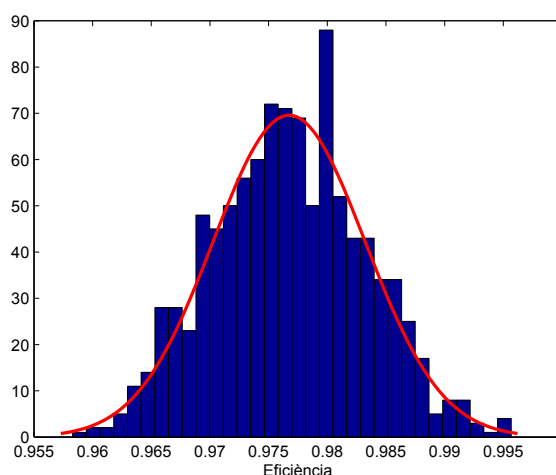


Figura 2.9: Distribució de l'eficiència del sistema quan es generen potències de valor aleatori utilitzant l'algorisme de les tensions òptimes

Anàlisi de resultats

Els histogrames de les distribucions obtingudes amb els dos esquemes de control es representen conjuntament a la Figura 2.10 per facilitar-ne la comparació. Les eficiències són molt altes en ambdós casos, però s'obtenen millors resultats amb l'aplicació de l'algorisme de les tensions òptimes, doncs més valors s'acumulen a prop de les eficiències més altes. A la Taula 2.1 es mostren els paràmetres estadístics més rellevants de les dues distribucions. L'histograma de la Figura 2.11 mostra la reducció de pèrdues aconseguida amb l'algorisme de les tensions òptimes respecte del control *droop*. Aquesta reducció, s'expressa com a percentatge a l'eix horitzontal. A l'eix vertical s'indica el nombre de casos que presenten una determinada reducció. En la majoria de casos, la reducció de pèrdues és del 10 %. Anàlogament al que succeïa en el sistema de 4 nodes, quan es transmet menys potència, la reducció de pèrdues és major, ja que la diferència de rendiments és major.

Esquema de control	mitjana	mediana	moda
Control <i>droop</i>	0,9743	0,9740	0,9770
Algorisme de les tensions òptimes	0,9767	0,9767	0,9800

Taula 2.1: Valors estadístics de l'eficiència obtinguts amb els dos esquemes de control

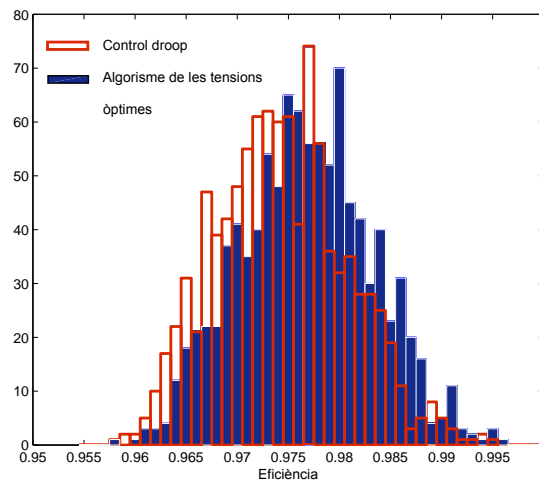


Figura 2.10: Distribució de l'eficiència del sistema per valors aleatoris de potència generada utilitzant els dos esquemes de control

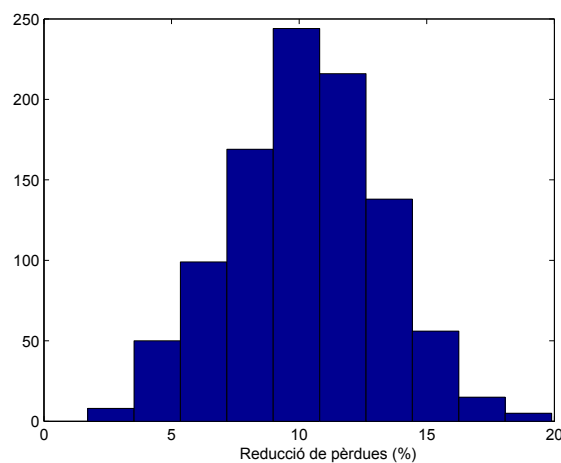


Figura 2.11: Reducció de pèrdues (%) utilitzant l'algorisme de les tensions òptimes vs. control *droop*



2.4 Simulacions

S'han realitzat simulacions amb MATLAB Simulink[®], utilitzant l'eina SimPowerSystems pel cas particular del sistema multiterminal de 4 nodes, emprant els mateixos paràmetres que en l'estudi estacionari. A través d'aquestes simulacions s'estudia l'evolució dinàmica de tensions i intensitats quan actua cada esquema de control, sota les condicions de canvi en la velocitat del vent i pèrdua de comunicacions.

2.4.1 Canvi en la velocitat del vent

L'algorisme de les tensions òptimes s'aplica amb un període de mostreig d'1,5 s, que inclou el temps de comunicació i execució del controlador central. Els canvis de vent es mostren a la Figura 2.12. En el parc eòlic 1, la velocitat del vent és inicialment 11 m/s i a l'instant 8 s, decreix fins a 8 m/s. En el parc eòlic 2, la velocitat del vent és inicialment 10 m/s i a l'instant 3 s es redueix a 7 m/s. La Figura 2.13 mostra com, després d'aquestes reduccions de velocitat de vent, s'obtenen menors potències en els parcs eòlics.

L'evolució de les tensions dels parcs eòlics i dels punts del costat xarxa es presenta a la Figura 2.14. Quan la velocitat del vent disminueix i a poca potència generada, l'algorisme de les tensions òptimes intenta assegurar poques pèrdues en el sistema incrementant les tensions en els punts del costat xarxa. Aquest comportament és el contrari del que es desprèn amb l'actuació del control *droop*: les tensions creixen quan la potència injectada també ho fa.

L'evolució detallada de les tensions en els punts de xarxa s'il·lustra a la Figura 2.15. Cada 1,5 s, l'algorisme de les tensions òptimes determina la tensió de referència per als inversors. Les intensitats que circulen per cadascuna de les branques es representen a la Figura 2.16.

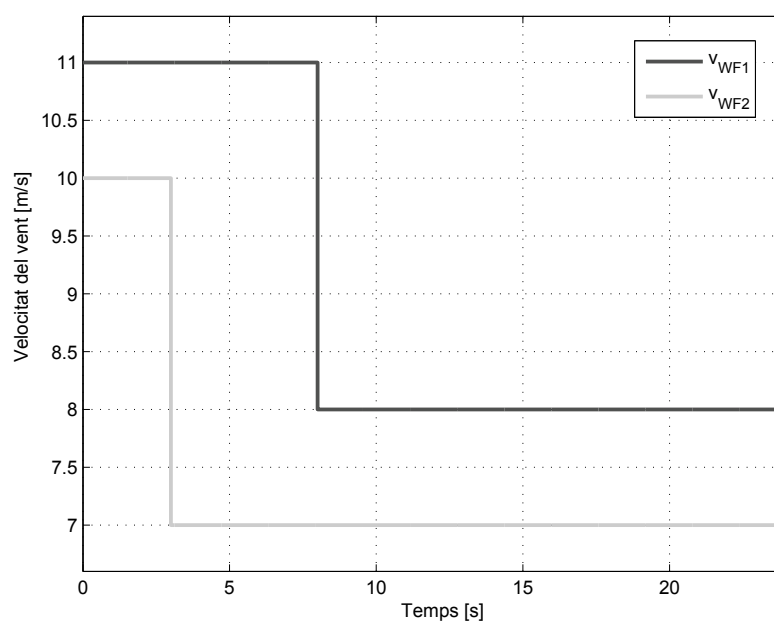


Figura 2.12: Canvis en la velocitat del vent

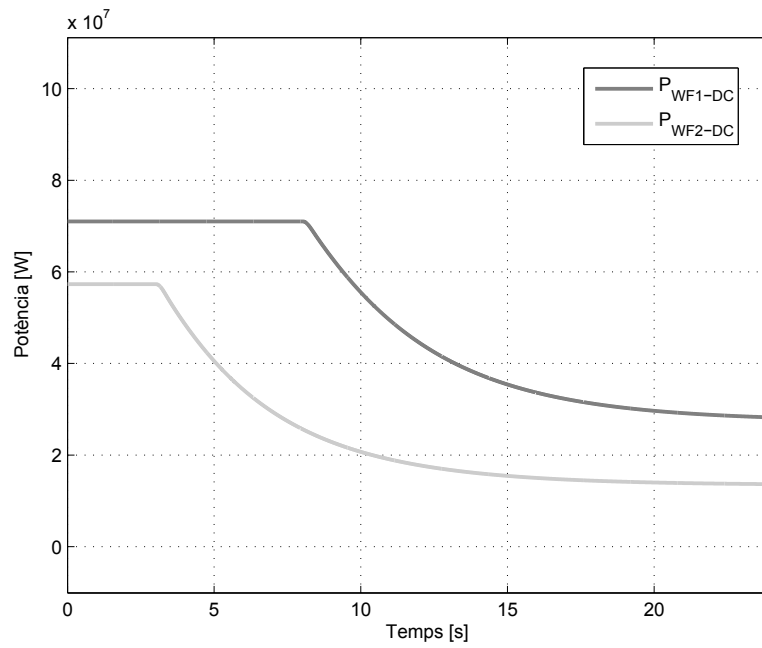


Figura 2.13: Potència en els parcs eòlics

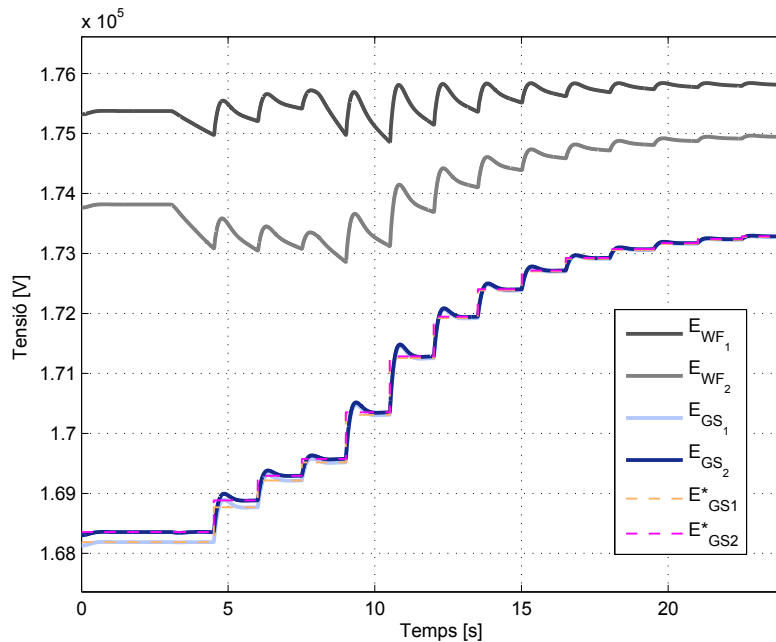


Figura 2.14: Tensions en els VSC del costat de parc eòlic i costat xarxa



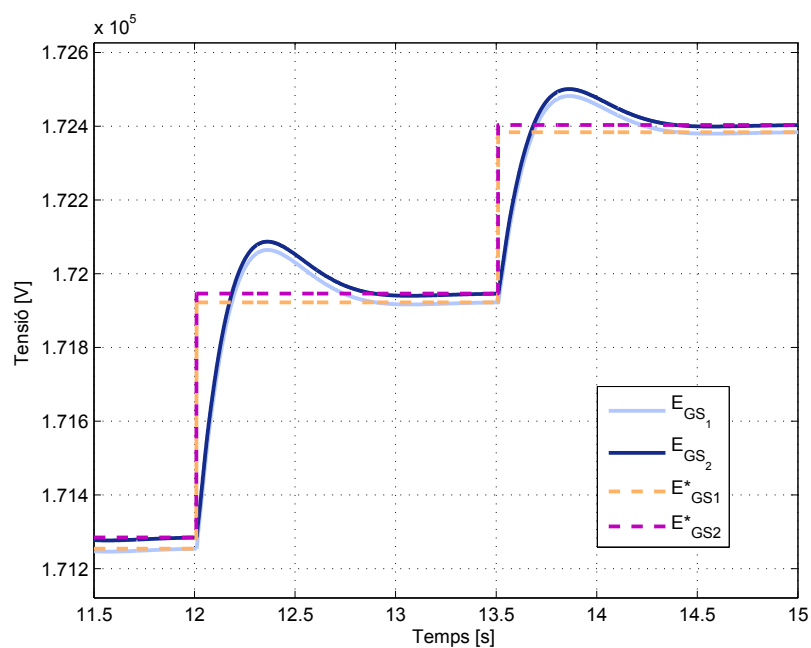


Figura 2.15: Transitori detallat de les tensions el costat xarxa dels VSC

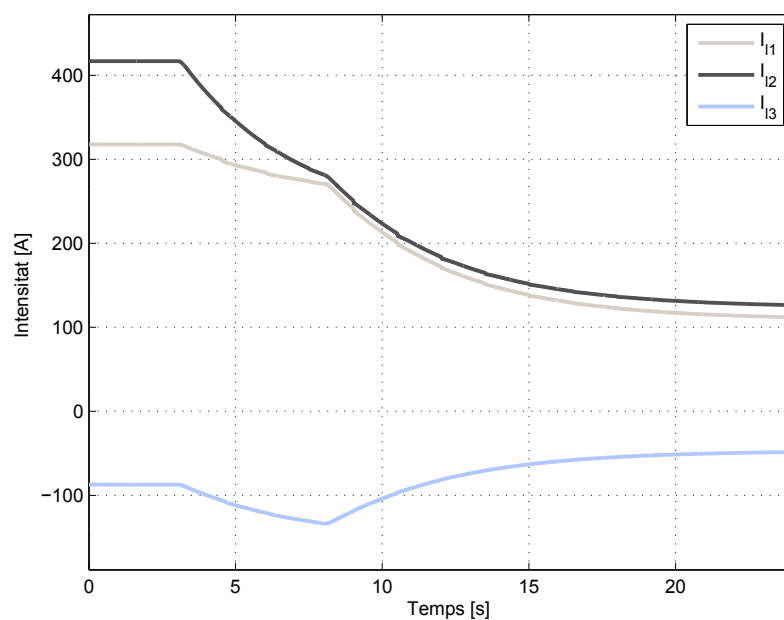


Figura 2.16: Intensitats per les branques del sistema multiterminal HVDC

2.4.2 Pèrdua de comunicacions

La velocitat del vent en tots dos parcs eòlics és de 7 m/s. Una falta de comunicacions succeeix a l'instant de temps 7 s i es recupera als 12 s. Abans de produir-se la falta, les tensions dels parcs eòlics es mantenen al valor més elevat possible ($160 \text{ kV} + 10\%$) per minimitzar les pèrdues. Quan els controladors VSC detecten la falta de comunicacions, s'activa el control *droop* i, consegüentment, totes les tensions decreixen (com s'ha comentat anteriorment, el control *droop* només proporcionava les tensions màximes a potència màxima) fins que es recuperen els comunicacions (temps = 13 s) i torna a operar l'algorisme de les tensions òptimes. L'evolució de les tensions en els parcs eòlics i en els punts del costat xarxa es pot observar a la Figura 2.17.

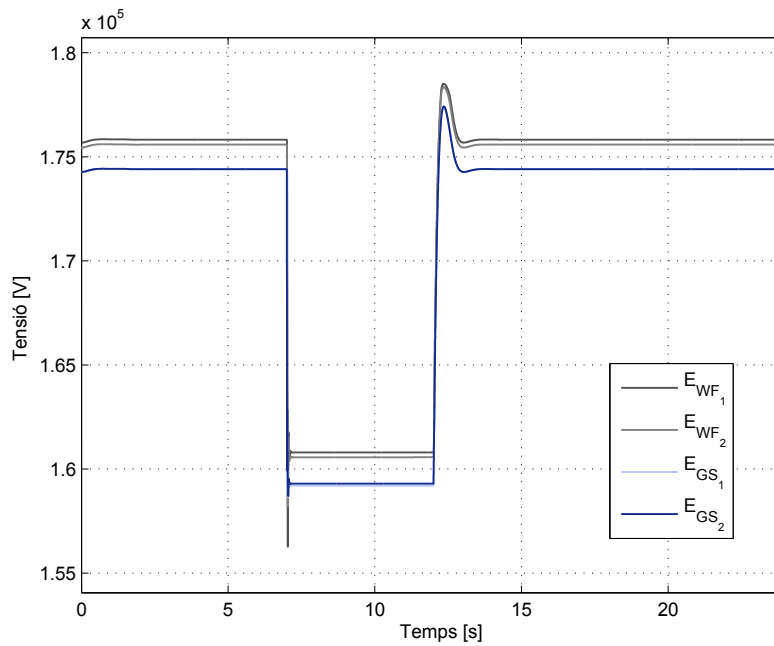


Figura 2.17: Tensions en els VSC del costat de parc eòlic i costat xarxa



Capítol 3

Modelització i control d'un sistema multiterminal en DIgSILENT Power Factory[®]

3.1 Descripció del sistema objecte d'estudi

El sistema de transmissió de potència HVDC multiterminal modelitzat, controlat i simulat es representa a l'esquema de la Figura 3.1 i es basa en la xarxa d'estudi anomenada *Flexnet Multiterminal* (les dades del qual es presenten a la Taula 3.1 de la Secció 3.6.2). Està format per quatre centres de conversió, equipats amb convertidors VSC. Dos d'ells ($PE_1 - VSC$ i $PE_2 - VSC$) uneixen els parcs eòlics amb la xarxa HVDC, connectada a la xarxa terrestre mitjançant els altres dos ($CX_1 - VSC$ i $CX_2 - VSC$).

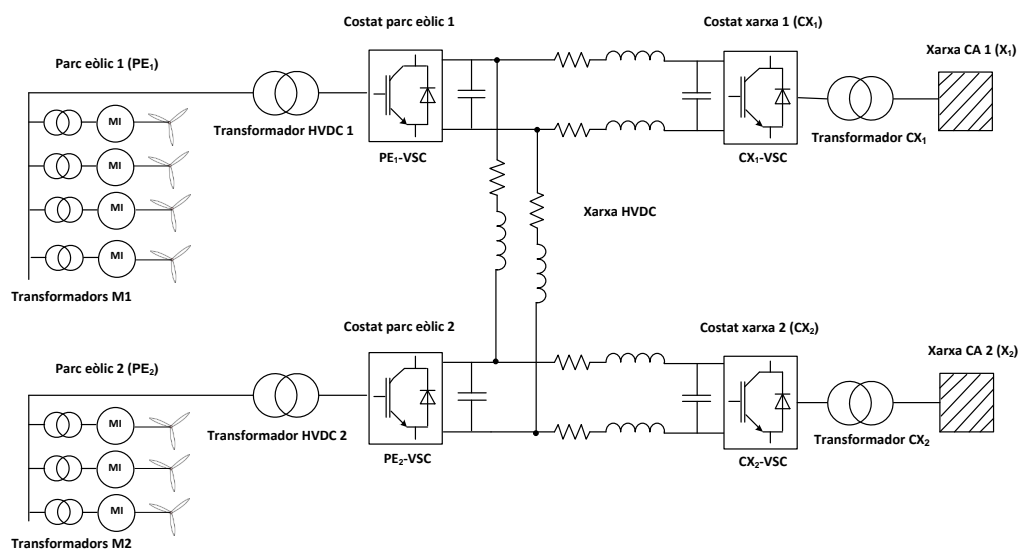


Figura 3.1: Esquema del sistema multiterminal objecte d'estudi

Els aerogeneradors de cadascun dels parcs eòlics estan integrats per màquines d'inducció de gàbia d'esquirol (SCIG, de l'anglès Squirrel Cage Induction Generator) de velocitat fixa. Els convertidors VSC es modelitzen segons el seu comportament ideal i sense pèrdues. La xarxa de CC consta de tres línies de transmissió, operant amb connexió bipolar i les xarxes terrestres de CA es modelitzen a través del seu equivalent Thévenin.

3.2 Modelització i control dels aerogeneradors

Cada aerogenerador està integrat per una turbina -amb control de *pitch*- que captura la potència del vent, una transmissió mecànica i una màquina elèctrica que transforma l'energia mecànica rotacional en energia elèctrica.

3.2.1 Esquema complet de l'aerogenerador

Totes els elements constituents de l'aerogenerador (Control de *pitch*, Transmissió, Turbina i Generador asíncron -ASM-) estan relacionats com indica l'esquema de blocs de la Figura 3.2. La variable d'entrada de la màquina asíncrona, p_t , és la potència mecànica extreta del vent i transmesa al generador, expressada en p.u.(i referida a la potència mecànica de la màquina). La variable de sortida és la velocitat mecànica, $xspeed$, també expressada en p.u.(i referida a la velocitat elèctrica de la màquina). Un filtre passa baixos s'inclou per aproximar l'efecte de canvis d'alta freqüència en la velocitat del vent [15]:

$$G_{pales} = \frac{1}{\tau_{pales}s + 1} \quad (3.1)$$

on τ_{pales} és la constant de temps de la dinàmica de les pales de la turbina.

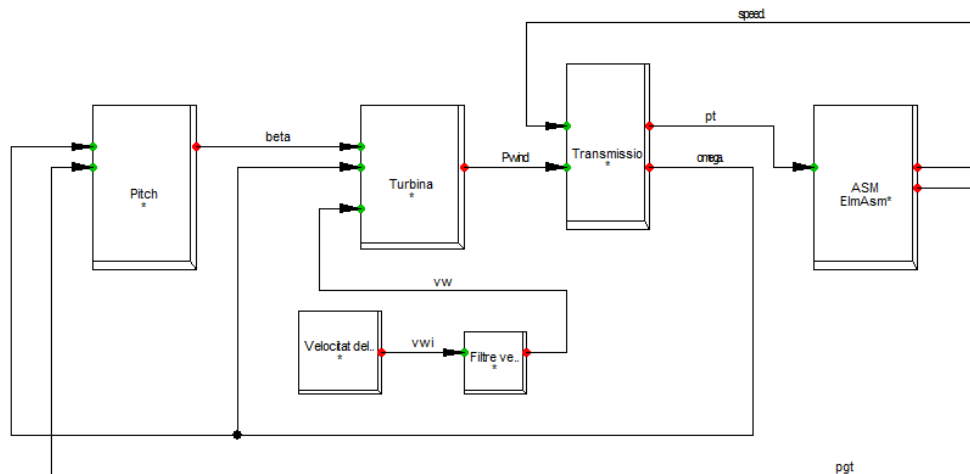


Figura 3.2: Diagrama de blocs d'un aerogenerador



3.2.2 Generador

La màquina elèctrica proposada és el generador asíncron de gàbia d'esquirol o màquina d'inducció. Entre els avantatges que presenten aquests tipus de màquines destaquen la robustesa i simplicitat dels seus elements, el seu baix cost i el seu fàcil manteniment. En aplicacions eòliques el seu rotor és arrastrat per una turbina i l'estator es connecta a la xarxa. La màquina és impulsada a una velocitat superior a la de sincronisme, que es comporta com un generador de corrent alterna de freqüència igual a la de la xarxa a la que es troba connectat.

El principi de funcionament de la màquina asíncrona es basa en la creació d'un camp magnètic giratori en alimentar els debanats de l'estator amb tensions simètriques i equilibrades (tres tensions sinusoidals amb el mateix valor eficaç i desfasades en el temps 120° , en sentit directe), de pulsació $\omega_s = 2\pi f_s$ rad/s. Els corrents que circulen per aquests debanats seran simètriques, equilibrades i amb la mateixa pulsació ω_s . Aquestes corrents, degut a la distribució dels debanats de l'estator (desplaçats 120° geomètrics), creen un camp magnètic rotatiu constant que girarà a una velocitat ω_s . Tot això, es compleix per una hipotètica màquina de dos pols. En el cas de disposar d'un nombre major de pols (sempre múltiple de dos), la velocitat de gir del camp magnètic originat està relacionada amb la pulsació de les tensions i corrents dels debanats de l'estator ω_s , segons ω_s/p , on p representa el nombre de parelles de pols de la màquina. Aquesta velocitat és la denominada velocitat de sincronisme.

Les barres curtcircuitades del rotor veuen un camp que es desplaça a una velocitat corresponent a la diferència entre la velocitat de gir del rotor ω_m i la del camp de l'estator ω_s/p . Com a conseqüència de la variació de flux respecte del temps (de pulsació $\omega_s/p - \omega_m$), s'induirà una tensió de pulsació $\omega_s - p\omega_m$, que provocarà en elles la circulació de corrents de la mateixa pulsació que la tensió induïda. Aquestes corrents alternes i desfasades entre sí que s'indueixen en el rotor crearan alhora un camp magnètic que girarà a una velocitat, respecte del rotor ω_r/p .

Per tant, tenint en compte el moviment d'arrossegament, la velocitat absoluta del camp de l'estator i del rotor, vista des de fora de la màquina, sempre serà la mateixa i correspondrà a la suma de la velocitat mecànica del propi rotor ω_m i la velocitat relativa del camp magnètic del rotor ω_r/p :

$$\frac{\omega_s}{p} = \omega_m + \frac{\omega_r}{p} \quad (3.2)$$

En ser la posició dels dos camps (que es poden veure com imans) constant, sempre existirà un parell d'atracció entre ells. En definitiva, serà l'acció mútua entre els camps de l'estator i del rotor provocarà el gir de la màquina en el sentit del camp de l'estator.

Per caracteritzar la variació relativa de la velocitat de la màquina, respecte a la de sincronisme, es defineix el lliscament s .

$$s = \frac{\frac{\omega_s}{p} - \omega_m}{\frac{\omega_s}{p}} \quad (3.3)$$

Aquest paràmetre és una mesura de lo allunyada que està la màquina de la velocitat de sincronisme, del seu estat de càrrega i és indicativa de la zona de treball de la màquina. Com a motor, $0 < s < 1$, com a generador, $s < 0$.

Les equacions de la màquina asíncrona en abc [16] es poden expressar en una nova referència, transformant les variables de cada fase i expressant-les sobre uns eixos (eixos dq) que giren a la velocitat de sincronisme. Aquesta nova referència, referència de sincronisme, presenta l'eix q 90° per sobre de l'eix d , en la direcció de la rotació. L'eix d coincideix amb la fase a a l'instant $t = 0$, i el seu desplaçament respecte aquesta fase, en l'instant t és $\omega_s t$.



Les expressions de les tensions de l'estator (subíndex s) i del rotor (subíndex r) en la referència dq , són [16] :

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (3.4)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (3.5)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \frac{d\theta_r}{dt} \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.6)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} - \frac{d\theta_r}{dt} \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (3.7)$$

$$(3.8)$$

on v indica tensió, i corrent, R resistència, s lliscament i ψ flux magnètic.

Els fluxos magnètics concatenats de l'estator i el rotor presenten les expressions:

$$\psi_{ds} = L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.9)$$

$$\psi_{qs} = L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.10)$$

$$\psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (3.11)$$

$$\psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (3.12)$$

on L_{rr} i L_{ss} representen les autoinductàncies del rotor i estator, respectivament.

La reactància els subíndexs de l'estator, la reactància de l'estator i la reactància magnetitzant tenen les expressions indicades a (3.13), (3.14) i (3.15), respectivament.

$$X_s = \omega_s (L_{ss} - L_m) \quad (3.13)$$

$$X_r = \omega_s (L_{rr} - L_m) \quad (3.14)$$

$$X_m = \omega_s L_m \quad (3.15)$$

D'altra banda,

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \quad (3.16)$$

I, tenint en compte l'equació (3.3), es té:

$$\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r = s\omega_s \quad (3.17)$$

3.2.3 Turbina

La potència mecànica produïda per la turbina té la següent expressió

$$P_{rotor} = \frac{1}{2} \rho_a A C_p v_w^3 \quad (3.18)$$

on

A és l'àrea escombrada per les pales de la turbina

ρ_a és la densitat de l'aire

v_w és la velocitat del vent

C_p és el coeficient de potència

El coeficient de potència C_p indica la potència extreta de vent en tant per u. El seu límit teòric ve donat per la corba de Betz i és 16/27. És a dir, teòricament, la potència extreta del vent mai



sobrepasarà el 59 % de tota la potència disponible [17]. C_p no és constant, sinó que depèn, entre altres, de la velocitat del vent, del disseny de la turbina i de la seva velocitat (ω_t , de l'angle de *pitch* (β). L'aproximació del coeficient de potència es pot fer a través de diferents models. Un dels més comuns ve donat per l'expressió analítica [17]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \frac{1}{\Lambda} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-c_7 \frac{1}{\Lambda}} \quad (3.19)$$

on

$$\frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{\Lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{1 + \beta^3} \quad (3.20)$$

i λ és conegut com *tip speed ratio* i mostra la relació entre la velocitat lineal a la punta de la pala i la velocitat del vent:

$$\lambda = \frac{R_t \omega_t}{v_w} \quad (3.21)$$

on R_t és el radi de la turbina.

La implementació de la turbina en DIGSILENT Power Factory[®] s'il·lustra a la Figura 3.3.

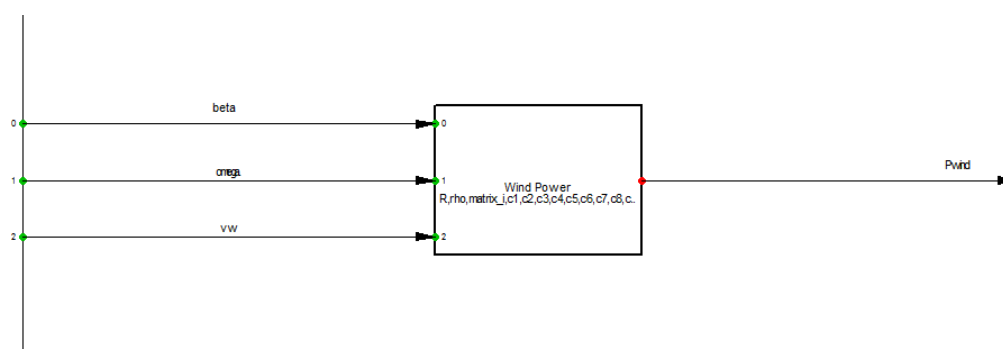


Figura 3.3: Turbina

3.2.4 Transmissió

La transmissió entre la turbina i el generador es basa en el Model de les dues masses, que, en incloure la torsió de l'eix de la turbina, és més precisa que el Model d'una massa. El sistema està caracteritzat com dues masses acoblades a través d'un sistema d'eixos. Una massa correspon al rotor de la turbina (eix lent) i l'altra massa representa el rotor del generador (eix ràpid) (veure Figura 3.4)

L'eix lent està modelat amb una rigidesa k i un coeficient d'esmoreïment c , mentre que l'eix ràpid s'assumeix rígid. Una multiplicadora ideal s'inclou, essent n_{gear} la relació de transmissió, degut a la diferència tan significativa entre la velocitat del rotor de la turbina (pròxima als 20 min^{-1}) i la velocitat del rotor del generador (pròxima als 1500 min^{-1} , considerant una màquina amb dues parelles de pols).

La primera part de la transmissió converteix el parell aerodinàmic T_{rotor} en el parell a l'eix lent T_{shaft} , que després de passar per la multiplicadora caracteritza el parell de l'eix ràpid. El sistema d'equacions que descriu aquesta transmissió és el següent:

$$\dot{\theta}_{rotor} = \omega_{rotor} \quad (3.22)$$

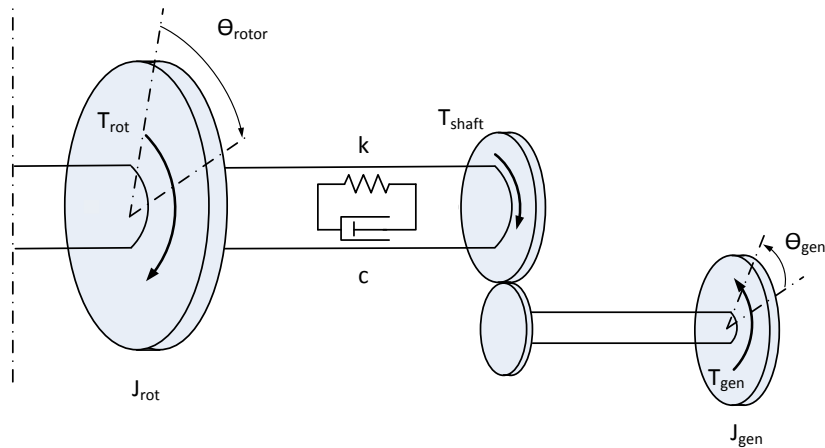


Figura 3.4: Representació de la transmissió segons el Model de les dues Masses

$$\dot{\theta}_k = \omega_{rotor} - \frac{\omega_{gen}}{n_{gear}} \quad (3.23)$$

$$\dot{\omega}_{rotor} = \frac{T_{rotor} - T_{shaft}}{J_{rotor}} \quad (3.24)$$

on $\theta_k = \theta_{rotor} - \theta_{gen}/n_{gear}$ representa la diferència angular entre els dos extrems de l'eix lent. El parell mecànic en l'eix lent és:

$$T_{shaft} = c \left(\omega_{rotor} - \frac{\omega_{gen}}{n_{gear}} \right) + k\theta_k \quad (3.25)$$

Per tant, la potència mecànica que alimenta el generador és:

$$P_t = \frac{\omega_{gen}}{n_{gear}} T_{shaft} \quad (3.26)$$

La implementació d'aquestes equacions en DIGSILENT Power Factory[®] es fa a través del diagrama de blocs que es mostra a la Figura 3.5.

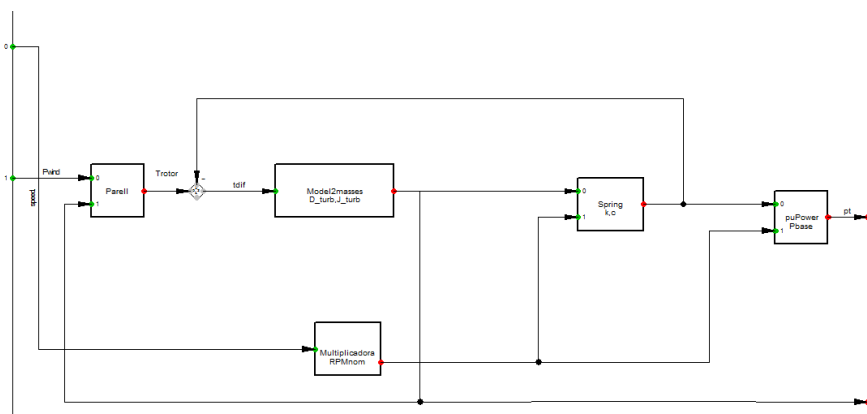


Figura 3.5: Implementació en DIGSILENT Power Factory[®] del Model de les dues Masses



3.2.5 Control i accionament de *pitch*

La regulació de potència és un aspecte essencial en el disseny dels aerogeneradors. La variabilitat del vent imposa la necessitat de regular la potència extreta del vent, evitant danys en la turbina. El control de l'angle de *pitch* és el sistema més comú per aconseguir aquesta regulació de potència, ajustant el parell aerodinàmic de la turbina quan la velocitat del vent està per sobre del seu valor nominal.

L'actuador de *pitch* és un servo motor que gira les tres pales de l'aerogenerador de forma simultània. L'actuador de *pitch* es pot modelitzar, enllaç tancat, com un sistema de primer ordre, de constant de temps τ_{pitch} :

$$G_{pitch} = \frac{1}{\tau_{pitch}s + 1} \quad (3.27)$$

L'angle de *pitch*, β , i la velocitat d'obertura i tancament de l'accionament de *pitch* estan limitades per reduir el risc de dany per fatiga. Aquests límits no s'han d'assolir en mode de funcionament normal de la turbina. La referència pel servo, en aquest estudi, es controla a través de la velocitat de la turbina ω_{tref} i de la potència elèctrica del generador *pgt*. En tot instant de temps, s'escollirà la referència de l'angle de *pitch* β_{ref} com el màxim angle de referència entre l'obtingut a partir del control de la velocitat de la turbina i de la potència elèctrica que entrega el generador.

La implementació del control i accionament de *pitch* realitzada en DIGSILENT Power Factory[®] s'il·lustra a la Figura 3.6.

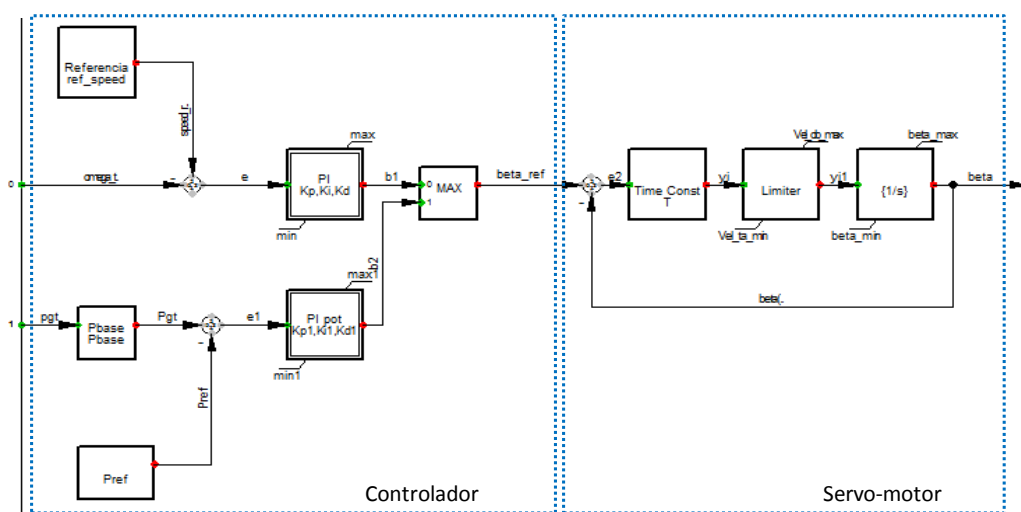


Figura 3.6: Implementació en DIGSILENT Power Factory[®] del control de *pitch*

3.3 Modelització de la xarxa de transmissió HVDC

La xarxa HVDC del sistema en estudi està constituïda per tres línies de transmissió. Com que per l'anàlisi dinàmic tenen interès els transitoris, el model de cadascun dels cables no només tindrà compte la seva resistència, sinó també la inductància i capacitat. Aquesta modelització podria fer-se tant amb paràmetres concentrats (equivalent en T o en π) com amb paràmetres distribuïts. Tenint en compte les longituds dels cables amb les que es treballa (inferiors 250 km) es tracta de línies curtes i mitges, però en cap cas llargues [18], s'ha escollit el model de paràmetres concentrats i concretament l'equivalent π (Figura 3.7). La definició d'un cable HVDC de 150 kV en DigSILENT Power Factory[®] es fa a través de les pantalles mostrades a la Figura 3.8, presentades per les dades d'un dels cables que uneix el $PE_1 - VSC$ amb el $CX_1 - VSC$ i determinades a l'Apèndix B.

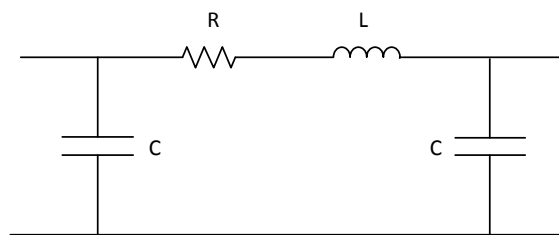


Figura 3.7: Model en π d'una línia de transmissió

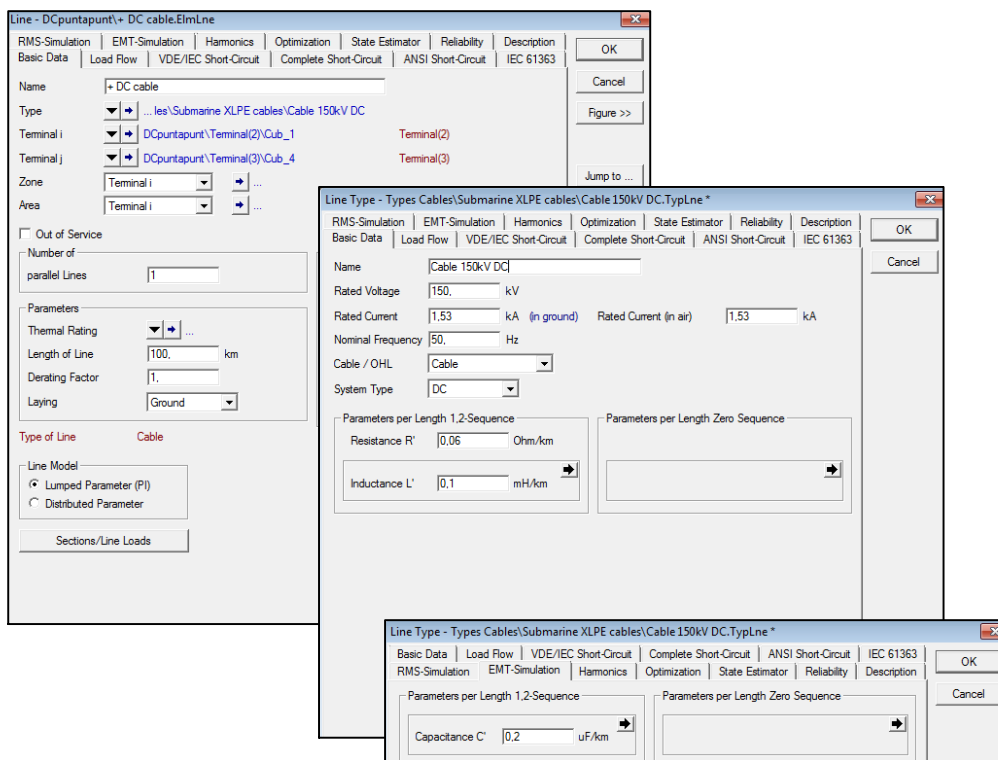


Figura 3.8: Definició de dades d'un cable HVDC de 150 kV en DigSILENT Power Factory[®]



3.4 Modelització de la xarxa d'alterna

La xarxa terrestre es representa segons el model de Thévenin com tres fonts ideals de tensió que donen un sistema simètric i equilibrat de tensions, segons l'equació (3.28) que es connecta a la resta del circuit mitjançant una impedància equivalent (resistència i inductància de Thévenin), tal com s'indica a la Figura 3.9. Les dades introduïdes en DIgSILENT Power Factory[®] per representar una xarxa de CA es mostra a la Figura 3.10. Concretament s'especifiquen les de la xarxa 1 de CA.

$$v_{zabc} = V \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \phi) \\ \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \phi\right) \\ \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \phi\right) \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

on V és l'amplitud de les tensions, ω la freqüència de la xarxa i ϕ el desfasament.

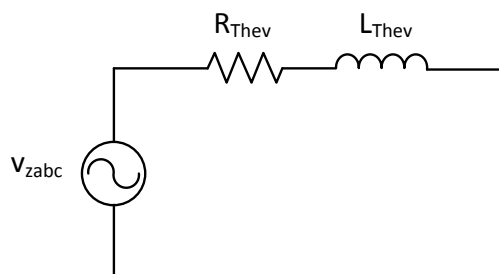


Figura 3.9: Equivalent Thévenin de la xarxa d'alterna

Les següents expressions relacionen la impedància de la xarxa segons el model Thévenin, Z_{Thev} , amb els paràmetres que s'introdueixen en DIgSILENT Power Factory[®]:

$$Z_{Thev} = R_{Thev} + j\omega L_{Thev} \quad (3.29)$$

$$Z_{Thev} = 1,1 \frac{U_{nQ}^2}{S_k''} \quad (3.30)$$

on S_k'' és la potència de curtcircuit i U_{nQ} és la tensió nominal de la xarxa.

Use for calculation		Max. Values	Min. Values		
Short-Circuit Power S_k 'max	10000.	MVA	Short-Circuit Power S_k 'min	8000.	MVA
Short-Circuit Current I_k 'max	20.99455	kA	Short-Circuit Current I_k 'min	16.79564	kA
c-Factor (max.)	1.1		c-Factor (min.)	1.	
R/X Ratio (max.)	0.1		R/X Ratio (min.)	0.1	

Figura 3.10: Introducció de les dades de la xarxa X_1 en DIgSILENT Power Factory[®]

3.5 Modelització i control dels convertidors

3.5.1 Modelització dels convertidors

Els convertidors del sistema multiterminal en estudi són VSC-HVDC i es modelitzen segons l'esquema simplificat que el considera com enllaç entre dues xarxes, una CC i una CA, representades respectivament com una font de tensió i tres fonts de tensió trifàsiques [19] (veure Figura 3.11).

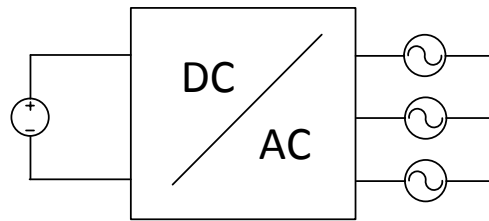


Figura 3.11: Esquema de convertidor CC/CA

El bloc DC/AC que modelitza el convertidor es representa a partir del seu model promitjat: una font depenent de corrent al costat de contínua i tres fonts de tensió trifàsiques en el costat d'alterna (Figura 3.12). Tal com s'indica a [20], mai es poden unir entre sí fonts de la mateixa naturalesa. Per tant, no es pot substituir el bloc DC/AC pel seu model promitjat si no es considera una inductància entre les fonts de tensió del convertidor i la xarxa. D'altra banda, un condensador en el costat de contínua del convertidor, permet mantenir la tensió constant. Per últim, cal tenir en compte que model no contempla ni les commutacions dels IGBT's del convertidor ni les pèrdues associades.

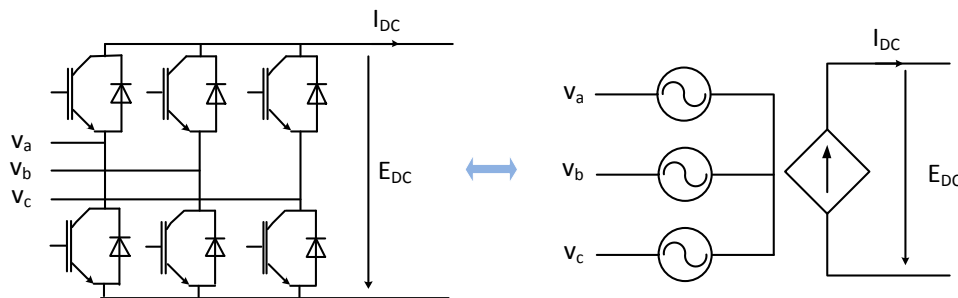


Figura 3.12: Model promitjat de convertidor

Si es designa per P la potència activa disponible en el costat d'alterna, per I_{DC} la intensitat del costat de contínua i E_{DC} la tensió en el costat de contínua, l'expressió que caracteritza el comportament de la font de corrent de contínua és:

$$I_{DC} = \frac{P}{E_{DC}} \quad (3.31)$$



3.5.2 Control d'inversors

En sistemes amb connexions punt a punt i en condicions estacionàries tota la potència generada pel parc eòlic passa a través de l'enllaç de continua. L'inversor, injectant més o menys potència a la xarxa d'alterna té la funció de mantenir la tensió de bus constant. En canvi, en sistemes multiterminal, la regulació de la tensió de bus és més complexa ja que els inversors desconeixen quanta potència obtenen de la xarxa de contínua.

Davant d'aquesta problemàtica, es plantegen dues solucions. La primera (més costosa des d'un punt de vista econòmic) es basa en l'ús de comunicacions entre inversors i rectificadors amb la finalitat de conèixer quina serà la distribució de potències. La segona consisteix en l'aplicació del control *droop*, que garanteix un repartiment de potència sense requerir comunicacions.

En aquest estudi s'ha escollit la segona solució. En condicions normals de funcionament, és a dir, en absència de falles elèctriques, els convertidors del costat de la xarxa -inversors- asseguraran la regulació de la tensió de bus a través del control *droop* (desenvolupat a la Secció 2.2.1). Si es produeix algun tipus de falla, injectaran tota la potència possible. L'esquema de control aplicat a cada inversors es mostra a la Figura 3.13.

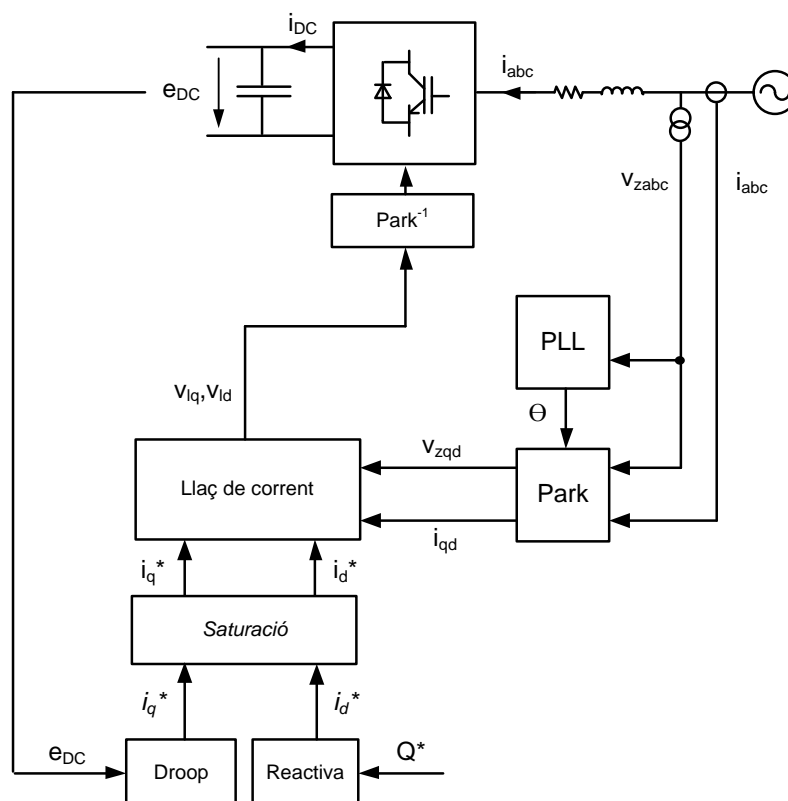


Figura 3.13: Esquema de control dels inversors

Llaç de corrent

Les consignes de tensió de l'inversor corresponen a la sortida del llaç de corrent, esquematitzat a la Figura 3.15. Per dissenyar el seu control, s'analiza l'esquema elèctric del circuit comprès entre la resistència i inductància d'acoblament de la sortida de l'inversor (r_l i l_l) i la xarxa d'alterna. Aquest circuit es representa a la Figura 3.14 i es modelitza per l'equació 3.32.

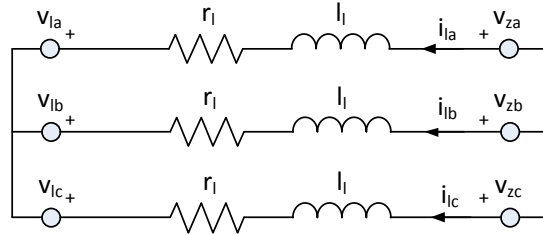


Figura 3.14: Esquema elèctric del circuit xarxa

$$v_{zabc} - v_{labc} = r_l i_{labc} + l_l \frac{d}{dt} i_{labc} \quad (3.32)$$

Aplicant la Transformada de Park (Apèndix C) a les equacions del circuit de xarxa s'obté:

$$\begin{bmatrix} v_{qz} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{ql} \\ v_{dl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_l & l_l \omega_e \\ -l_l \omega_e & r_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ql} \\ i_{dl} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_l & 0 \\ 0 & l_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ql} \\ i_{dl} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

on

$$\begin{bmatrix} v_{ql} \\ v_{dl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\hat{v}_{ql} + v_{qz} - l_l \omega_e i_{ld} \\ -\hat{v}_{dl} + l_l \omega_e i_{lq} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Substituint les expressions de v_{ql} i v_{dl} (equació (3.34)) en l'equació (3.33) s'elimina la dependència amb la freqüència de la xarxa ω_e i resulta el següent sistema desacoblat:

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_{ql} \\ \hat{v}_{dl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_l & 0 \\ 0 & r_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ql} \\ i_{dl} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_l & 0 \\ 0 & l_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ql} \\ i_{dl} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Transformant les dues equacions diferencials (3.35) en el domini de Laplace, s'obtenen les següents funcions de transferència:

$$\begin{bmatrix} i_{ql}(s) \\ i_{dl}(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{r_l + l_l s} & 0 \\ 0 & \frac{1}{r_l + l_l s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{v}_{ql}(s) \\ \hat{v}_{dl}(s) \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Per obtenir les tensions v_{ql} i v_{dl} s'utilitza un controlador PI, dissenyat en base a la Teoria de l'Internal Model Control (IMC) [21]. La funció de transferència del controlador G_c es dedueix eliminant la dinàmica interna de la planta i imposant la desitjada, garantint sempre que el sistema sigui causal. D'aquesta forma resulta:

$$G_c = \frac{r_l + l_l s}{1} \frac{\alpha}{s} \quad (3.37)$$

que assimilant-lo a la funció de transferència genèrica d'un controlador PI:

$$G_c = \frac{K_p s + K_i}{s} \quad (3.38)$$



permet determinar els paràmetres de disseny:

$$K_p = \alpha l_l \quad (3.39)$$

$$K_i = \alpha r_l \quad (3.40)$$

on α és la inversa de la constant de temps que es desitja que tingui el sistema τ . Per tant:

$$K_p = \frac{l_l}{\tau} \quad (3.41)$$

$$K_i = \frac{r_l}{\tau} \quad (3.42)$$

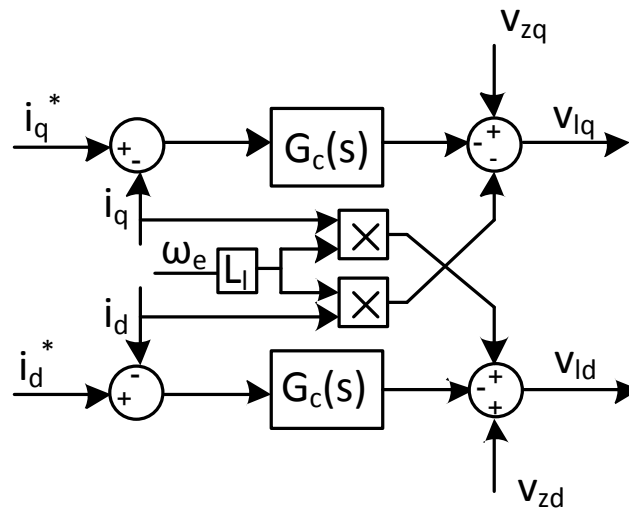


Figura 3.15: Llaç de corrent

Consignes del llaç de corrent

Component q: Control droop El seu funcionament s'explica a la Secció 2.2.1. A partir de la lectura de la tensió en el bus de contínua e_{DC} , es proposa el corrent de consigna i_{DC}^* :

$$i_{DC}^* = k_{droop} (e_{DC} - e_{gsL}) \quad (3.43)$$

La consigna pel llaç de corrent i_q^* es determina com

$$i_q^* = \frac{2 e_{DC} i_{DC}}{3 v_{zq}} \quad (3.44)$$

Component d La component d del corrent de consigna dependrà del nivell de reactiva que es desitgi en el sistema Q^* . Sabent que l'expressió de la reactiva de la xarxa en qd és:

$$Q^* = \frac{3}{2} (v_{zq} i_d - v_{zd} i_q) \quad (3.45)$$

es dedueix que la component del corrent de consigna serà, donat que $v_{zd} = 0$:

$$i_d^* = \frac{2 Q^*}{3 v_{zq}} \quad (3.46)$$

Saturació de les consignes del llaç de corrent El fet que el rang d'operació dels convertidors, com altres dispositius, no sigui il·limitat introdueix la necessitat de saturar variables de control que determinen el seu funcionament. La saturació de la consigna de corrent és una forma de limitar la potència amb la que operarà el convertidor. Si es prioritza la part activa, es poden incorporar les següents expressions:

$$i_q^* = \text{sign}(i_q^*) \min(|i_q^*|, i_{max}) \quad (3.47)$$

$$i_d^* = \text{sign}(i_d^*) \min(|i_d^*|, \sqrt{i_{max}^2 - i_q^2}) \quad (3.48)$$

PLL: LLaç de seguiment de fase

El llaç de seguiment de fase (Phase Locked Loop, o PLL, en anglès) permet determinar l'angle i la velocitat angular de la xarxa elèctrica. En aquest estudi s'utilitza una PLL trifàsica per permetre que els controladors de l'inversor s'orientin de forma que estiguin sincronitzats amb la xarxa. L'esquema de la PLL implementada es presenta a la Figura 3.16. Després d'aplicar la Transformada de Park a la tensió en abc de la xarxa, es realimenta la component d de la tensió i es regula mitjançant un controlador PI. Integrant la sortida del controlador, que correspon velocitat angular de la xarxa, s'obté el seu angle [22].

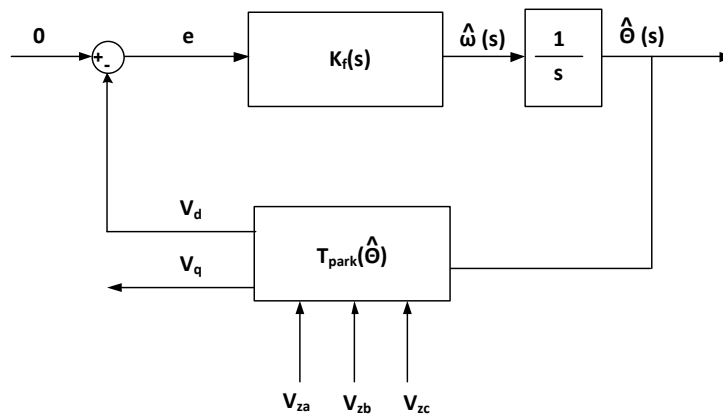


Figura 3.16: Llaç de seguiment de fase

La tensió trifàsica en abc es pot representar com:

$$v_{zabc} = V_m \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

A [22] es proposa aplicar la Transformada de Clark (Apèndix C) i una rotació d'angle $\hat{\theta}$ per obtenir el vector (3.49) en la referència de sincronisme, lo que equival a aplicar la Transformada de Park (Apèndix C) amb angle $\hat{\theta}$.

$$[v_{qd0}] = T(\hat{\theta})^{-1} [v_{abc}] \quad (3.50)$$



Utilitzant identitats trigonomètriques, es pot escriure la component d d'aquest vector com:

$$v_d = E_m \sin \delta = e \quad (3.51)$$

on $E_m = -V_m$ i $\delta = \theta - \hat{\theta}$.

La velocitat angular del sistema és:

$$\hat{\omega} = \frac{d\hat{\theta}}{dt} = K_f e \quad (3.52)$$

on K_f representa el guany del filtre.

Si es suposa que la diferència angular δ és molt petita, es té $\sin \delta \simeq \delta$ i, per tant es pot linealitzar l'expressió (3.51):

$$e = E_m \delta \quad (3.53)$$

El model linealitzat de la PLL trifàsica es representa a la Figura 3.17. La funció de transferència

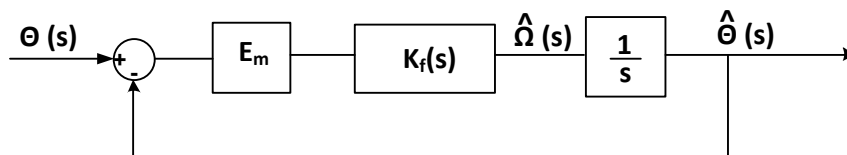


Figura 3.17: Model linealitzat de la PLL trifàsica

del laç tancat és:

$$\frac{\hat{\theta}(s)}{\theta(s)} = \frac{K_f(s)E_m}{s + K_f(s)E_m} \quad (3.54)$$

El filtre PI que es proposa ve donat per la següent expressió

$$K_f(s) = K_p \frac{1 + s\tau}{s\tau} \quad (3.55)$$

Substituint (3.55) a (3.54), resulta:

$$\frac{\hat{\theta}(s)}{\theta(s)} = \frac{E_m K_p s + \frac{E_m K_p}{\tau}}{s^2 + E_m K_p s + \frac{E_m K_p}{\tau}} \quad (3.56)$$

Si s'assimila l'expressió genèrica d'un sistema de segon ordre:

$$\frac{\hat{\theta}(s)}{\theta(s)} = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.57)$$

Es dedueixen les següents relacions:

$$E_m K_p = 2\zeta\omega_n \quad (3.58)$$

$$\frac{E_m K_p}{\tau} = \omega_n^2 \quad (3.59)$$

De les equacions (3.58) i (3.59) es poden deduir els valors de K_p i τ



3.5.3 Control de rectificadors

En condicions normals d'operació, el convertidor del costat del parc eòlic o rectificador entrega a la xarxa HVDC tota la potència generada. Però, pot donar-se el cas en que no es pugui absorbir tota aquesta potència. Caldrà reduir-la. Per exemple, si es dona una falta elèctrica en la xarxa de CA, serà necessari reduir la potència entregada, ja que no tota podrà ser lliurada a la xarxa terrestre. El rectificador serà el dispositiu encarregat d'aconseguir aquesta reducció de potència. El control implementat es basarà en una reducció de tensió en els primers moments de la falta. La seva actuació farà disminuir l'amplitud de les tensions del costat CA del convertidor. La conseqüència d'aquesta reducció de tensió en el parc eòlic és que els aerogeneradors, acceleraran el seu rotor i entrarà en funcionament el control de *pitch*.

Control de reducció de potència per reducció de tensió

Cada rectificador presenta el control representat a la Figura 3.18. Com a conseqüència de l'actuació d'aquest control, les tensions del costat CA del rectificador veuran créixer la seva amplitud quan sigui necessària una reducció de potència i no veuran cap modificació en les tensions quan no es requereixi aquesta variació en la potència. Es considera que la reducció de potència i, conseqüentment la reducció de tensió, és necessària quan la tensió del bus de contínua e_{DC} es troba en l'interval $[e_{min}, e_{max}]$ i es determinen les noves tensions, v_{abcc} , com:

$$v_{abcc} = v_{abc}K = v_{abc} \left(1 - \frac{e_{DC} - e_{min}}{e_{max} - e_{min}} \right) \quad (3.60)$$

Per tant, el decrement de l'amplitud de les noves tensions que imposa el convertidor, és proporcional a la sobretensió que presenta la tensió del bus de contínua en aquell instant. La tensió v_{abc} presenta l'amplitud de les tensions del costat d'alterna del convertidor i freqüència 50 Hz. En cas que e_{DC} no pertanyi a l'interval $[e_{min}, e_{max}]$, el valor de K serà superior a la unitat, però es saturarà el a 1, de forma que les tensions del convertidor mantinguin el seu valor.

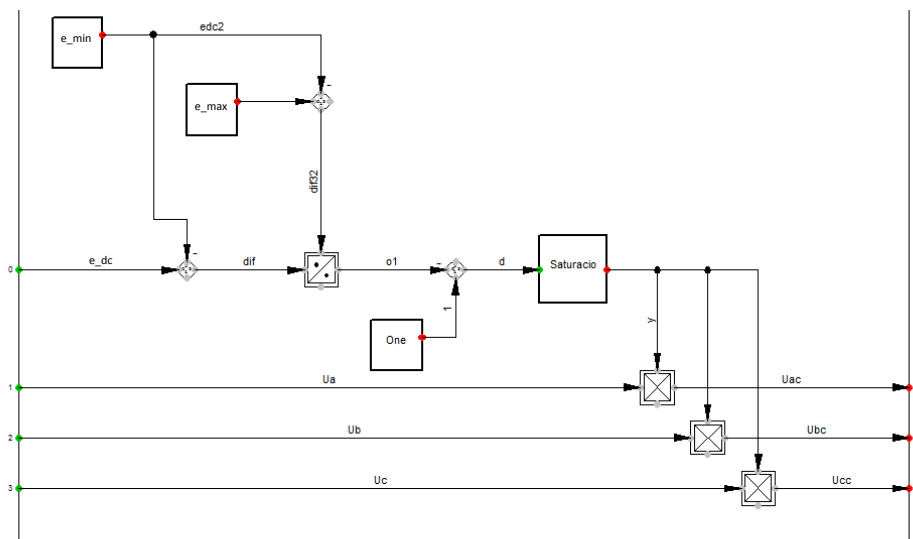


Figura 3.18: Reducció de potència per reducció de tensió



3.6 Simulacions

Amb la finalitat de mostrar que el control del sistema multiterminal estudiat és adequat, es simularà el seu comportament davant de canvis de vent, un sot de tensió i la desconnexió d'un convertidor del costat xarxa. El sistema estudiat queda representat en DIgSILENT Power Factory[®] tal com es mostra a la Figura 3.19.

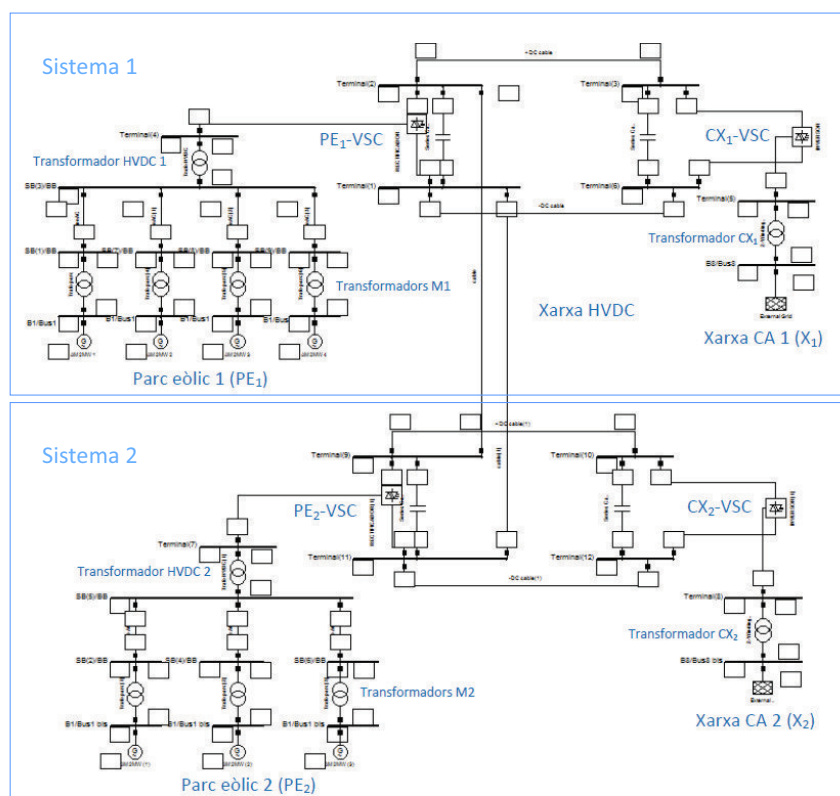


Figura 3.19: Representació del sistema objecte d'estudi amb DIgSILENT Power Factory[®]

3.6.1 Consideracions prèvies

Per a la interpretació de les gràfiques que mostren el resultat de les anteriors simulacions cal tenir en compte les dues consideracions següents:

- El sistema objecte d'estudi està compost per dos altres sistemes, interconnectats mitjançant una línia de transmissió en contínua. Un dels sistemes (Sistema 1) està alimentat per un parc eòlic agregat de 400 MW i l'altre sistema (Sistema 2) per un parc eòlic agregat de 300 MW. Les mesures realitzades en elements del Sistema 2 presentaran el nom de l'element sobre el que s'efectua la mesura acompanyat per (1).
- El programa DIgSILENT Power Factory[®] presenta el següent criteri de signes: si un element rep potència aquesta és negativa, mentre que si l'entrega, aquesta és positiva.

3.6.2 Paràmetres de les simulacions

La potència activa dels parcs eòlics, els nivells de tensió de les xarxes de contínua i alterna i les longituds de les línies de transmissió provenen de l'anomenat *Flexnet Multiterminal* i s'exposen a la Taula 3.1.

Paràmetre	Valor	Unitats
Potència activa del PE_1	400	MW
Potència activa del PE_2	300	MW
Tensió nominal de la xarxa HVDC	± 150	kV
Tensió nominal CA del $PE_1 - VSC$	170	kV
Tensió nominal CA del $PE_2 - VSC$	170	kV
Tensió nominal CA del $CX_1 - VSC$	170	kV
Tensió nominal CA del $CX_2 - VSC$	170	kV
Tensió nominal de la xarxa d'alterna X_1	275	kV
Tensió nominal de la xarxa d'alterna X_2	400	kV
Distància entre $PE_1 - VSC$ i $CX_1 - VSC$	100	km
Distància entre $PE_2 - VSC$ i $CX_2 - VSC$	90	km
Distància entre $PE_1 - VSC$ i $PE_2 - VSC$	10	km

Taula 3.1: Dades del *Flexnet Multiterminal Model*

Les característiques del generador, extretes de [23] es mostren a la Taula 3.2.

Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Tensió de base	V_{base}	690	V
Potència de base	P_{base}	2000	kW
Freqüència de base	f_{base}	50	Hz
Parelles de pols	p	2	
Velocitat nominal	ω_n	1472,4	min^{-1}
Resistència estatòrica	R_s	0,048	p.u.
Reactància estatòrica	X_s	0,075	p.u.
Resistència rotòrica	R_r	0,018	p.u.
Reactància rotòrica	X_r	0,12	p.u.
Reactància magnetitzant	X_m	3,8	p.u.
Tipus de connexió	Δ		
Inèrcia	J_g	90	kgm^2

Taula 3.2: Paràmetres de la màquina d'inducció

Els paràmetres de la turbina, s'han extret de [23] i les constants emprades per a l'aproximació de la C_p són les de Heier [24] (Taula 3.3)

Els paràmetres de la transmissió s'han obtingut de [17] i es mostren a la Taula 3.4

El control de *pitch* s'ha dissenyat segons els paràmetres de la Taula 3.5 ([17])

Els principals paràmetres de les xarxes dels parcs eòlics s'especifiquen a la Taula 3.6.

Els paràmetres de la xarxa HVDC i de les xarxes terrestres d'alterna s'indiquen a les Taules 3.7 i 3.8 respectivament.

Les característiques del control *droop* s'indiquen a la Taula 3.9 i els límits d'actuació del control per reducció de potència s'especifiquen a la Taula 3.10.



Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Constant 1	c_1	0,5	—
Constant 2	c_2	116	—
Constant 3	c_3	0,4	—
Constant 4	c_4	0	—
Constant 5	c_5	0	—
Constant 6	c_6	5	—
Constant 7	c_7	21	—
Constant 8	c_8	0,08	—
Constant 9	c_9	0,035	—
Densitat de l'aire	ρ_a	1,225	kgm^{-3}
Radi	R_t	41	m
Velocitat nominal	ω_{tur}	18,5	min^{-1}
Inèrcia del ròtor	J_t	2,8	Mkgm^2

Taula 3.3: Paràmetres de la turbina

Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Rigidesa	k	6×10^7	Nm/rad
Coefficient d'esmoreïment	c	10^6	Nms/rad

Taula 3.4: Paràmetres de la transmissió

Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Màxim angle de <i>pitch</i>	β_{max}	55	$^\circ$
Mínim angle de <i>pitch</i>	β_{min}	0	$^\circ$
Velocitat d'obertura	$\dot{\beta}_{max}$	10	$^\circ/\text{s}$
Velocitat de tancament	$\dot{\beta}_{min}$	-10	$^\circ/\text{s}$
Velocitat de referència	ω_{tref}	1,98	rad/s
Constant de temps del servo	τ_{pitch}	0,16	s

Taula 3.5: Paràmetres del control de *pitch*

Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Tensió nominal de connexió d'un aerogenerador	V_{BT}	690	V
Relació de transformació dels transformadors M	r_{t-M}	0,69/66	kV
Longitud de cada conductor d'alterna	l_{ac}	10	km
Resistència del conductor d'alterna	R_{AC}	0,15	Ω/km
Inductància del conductor d'alterna	L_{AC}	0,48	mH/km
Capacitat del conductor d'alterna	C_{AC}	0,2	$\mu\text{F}/\text{km}$
Relació de transformació dels transformadors HVDC	r_{t-HVDC}	66/170	kV

Taula 3.6: Paràmetres de les xarxes dels parcs eòlics

Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Tensió nominal de la xarxa de CC	E_{DC}	± 150	kV
Resistència del model de cable de contínua	R_{DC}	0,06	Ω/km
Inductància del model de cable de contínua	L_{DC}	0,1	H/km
Capacitat del model de cable de contínua	C_{DC}	20	$\mu\text{F}/\text{km}$
Capacitat del condensador en borns del convertidor	C_{VSC}	345	$\mu\text{F}/\text{km}$

Taula 3.7: Paràmetres de la xarxa HVDC



Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Tensió nominal de la X_1	v_{zabc1}	275	kV
Resistència del model equivalent de X_1	R_{Thev1}	0,287	Ω
Inductància del model equivalent de X_1	L_{Thev1}	0,009	H
Resistència d'acoblament de X_1	r_{l1}	0,314	Ω
Inductància d'acoblament de X_1	l_{l1}	0,019	H
Tensió nominal de X_2	v_{zabc2}	400	kV
Resistència del model equivalent de X_2	R_{Thev2}	0,417	Ω
Inductància del model equivalent de X_2	L_{Thev2}	0,013	H
Resistència d'acoblament de X_2	r_{l2}	0,419	Ω
Inductància d'acoblament de X_2	l_{l2}	0,026	H
Relació de transformació dels transformador CX_1	r_{t-CX1}	170/275	kV
Relació de transformació dels transformador CX_2	r_{t-CX2}	170/400	kV

Taula 3.8: Paràmetres de les xarxes de CA

Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Valor d'offset	E_{gsL}	276000	V
Valor de la constant <i>droop</i>	k_{droop}	0,1	kA/kV

Taula 3.9: Característiques del control *droop*

3.6.3 Simulació d'un canvi de vent

S'analitza la resposta del sistema davant una entrada de vent en forma graó filtrat. La velocitat del vent no és necessàriament la mateixa en els dos parcs eòlics. Per això es proposa una variació de la velocitat del vent tal com es mostra a la Taula 3.11.

En el parc eòlic 1, a partir de l'instant $t = 10s$, la velocitat del vent disminueix i la turbina de cada aerogenerador podrà capturar menys potència (doncs aquesta depèn del cub de la velocitat del vent). La velocitat de rotació de la turbina també disminuirà i el generador es desaccelerará. L'angle de *pitch* actuarà els primers 11 s ja que s'està superant la potència elèctrica nominal del generador. Després del canvi en la velocitat del vent, com que la potència del vent capturada decreix, també ho fa la potència elèctrica generada. L'angle de *pitch* deixarà d'actuar. Tot això queda reflectit en les gràfiques de les Figures 3.20 i 3.21. En aquesta darrera, cal subratllar que es mostra la velocitat mecànica del generador i que DIGSILENT Power Factory[®] pren com a referència de 1 p.u. la velocitat de sincronisme. El fet que el lliscament sigui sempre negatiu posa de manifest que la màquina sempre està funcionant com a generador.

En el parc eòlic 2, a partir de l'instant $t = 15s$, la velocitat del vent augmenta. El resultat d'aquest canvi és l'oposat del parc eòlic 1. La turbina de cada aerogenerador podrà capturar més potència. La velocitat de rotació de la turbina augmentarà i s'accelerará el generador. En aquest cas, l'angle de *pitch* només es manté a zero abans del canvi de vent, doncs després dels 15 s es supera el seu llindar d'actuació. Per tant, a partir dels 15 s, l'angle de *pitch* serà superior a zero per tal de reduir la potència que s'està capturant i evitar danys en la turbina. Tot això queda reflectit en les gràfiques de les Figures 3.22 i 3.23.

Tant en els aerogeneradors del parc eòlic 1 com en els aerogeneradors del parc eòlic 2, el coefi-

Paràmetre	Notació	Valor	Unitats
Llindar mínim	e_{min}	1,015	p.u.
Llindar màxim	e_{max}	1,150	p.u.

Taula 3.10: Llindars d'actuació del mecanisme de reducció de potència



Parc Eòlic	Velocitat inicial [m/s]	Velocitat final [m/s]	Instant de canvi [s]
Parc Eòlic 1	15	7	10
Parc Eòlic 2	8	12,5	15

Taula 3.11: Valors de la velocitat del vent i instants de canvi

cient de potència C_p presenta variacions al llarg de la simulació (degut a canvis en el *tip speed ratio* i/o en l'angle de *pitch*), però mai supera el límit teòric de Betz (0,59). Com a conseqüència del decrement de la velocitat del vent en el parc eòlic 1, la potència que aquest ha d'entregar a la xarxa terrestre disminueix. El control *droop* que actua en l'inversor farà disminuir la tensió del bus de continua, per poder transmetre menys potència a la xarxa terrestre (Figura 3.24). A més garantirà un repartiment proporcional de la potència transmesa (Figura 3.25). Tot i que un dels parcs eòlics estigui generant més potència que l'altre, els inversors entreguen potències semblants a les respectives xarxes terrestres.

Per comprovar que les xarxes terrestres estan rebent la potència desitjada, es pot observar com en el laç de corrent es segueixen les consignes de corrent activa i_{qref} . El control de reactiva també s'aconsegueix ja que es constata que el component de corrent i_d segueix la consigna de reactiva i_{dref} (Figura 3.26).

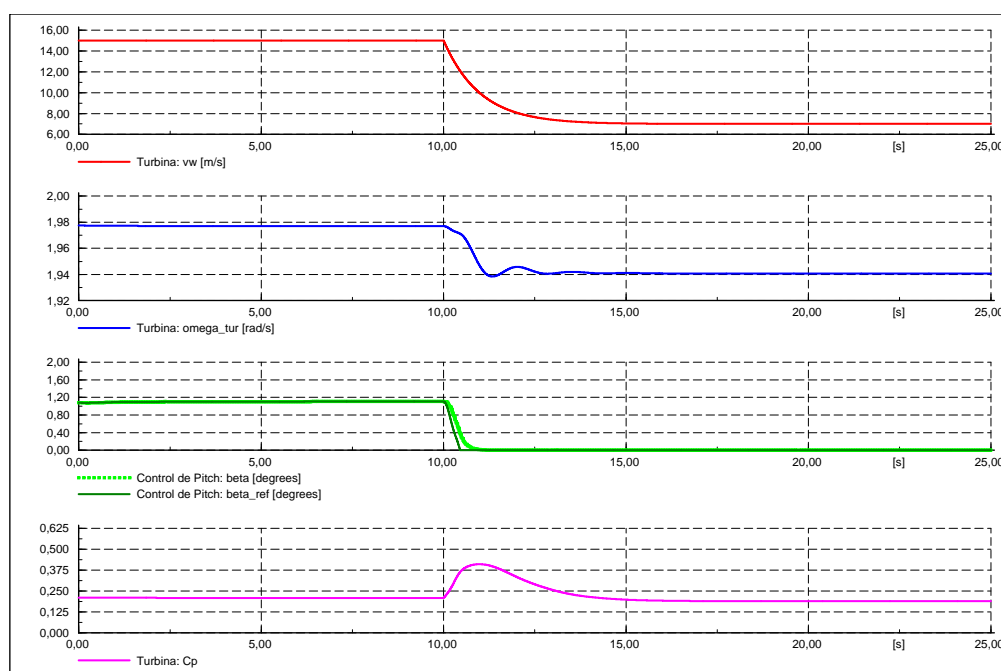


Figura 3.20: Variables del parc eòlic 1



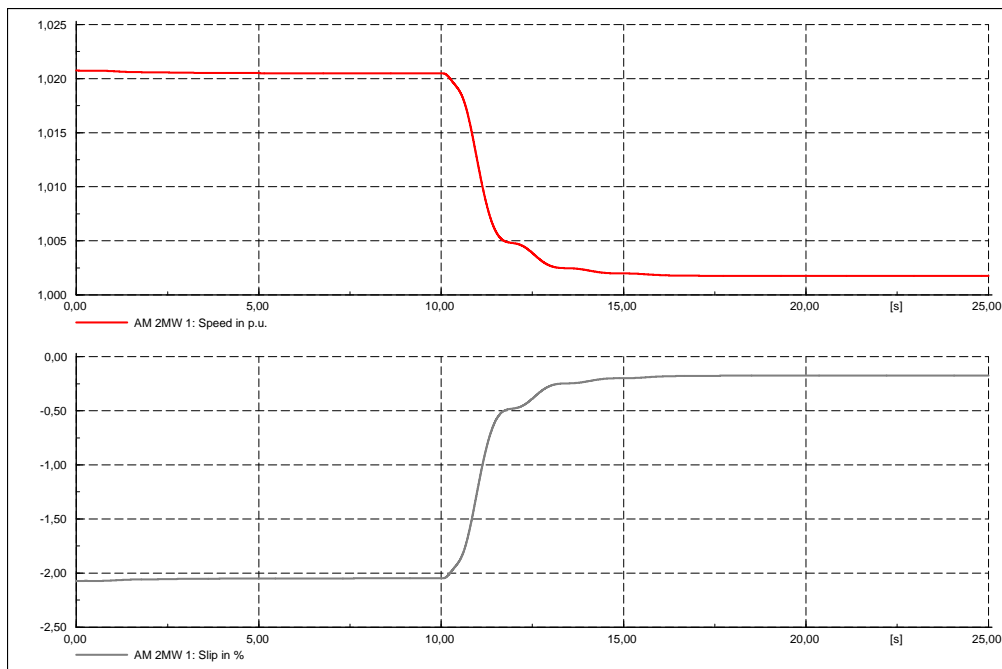


Figura 3.21: Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 1

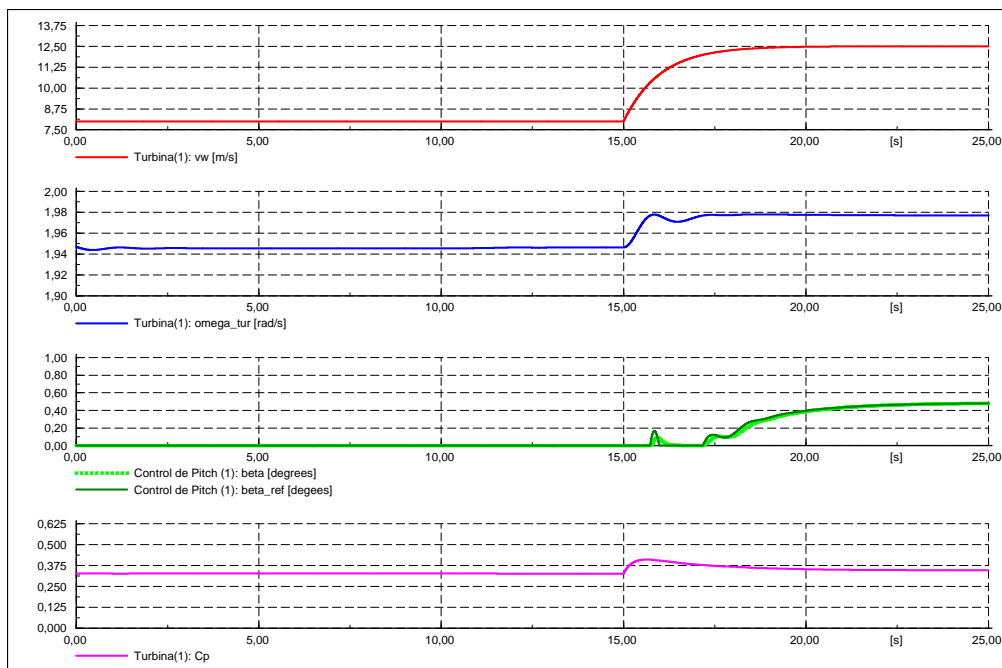


Figura 3.22: Variables del parc eòlic 2



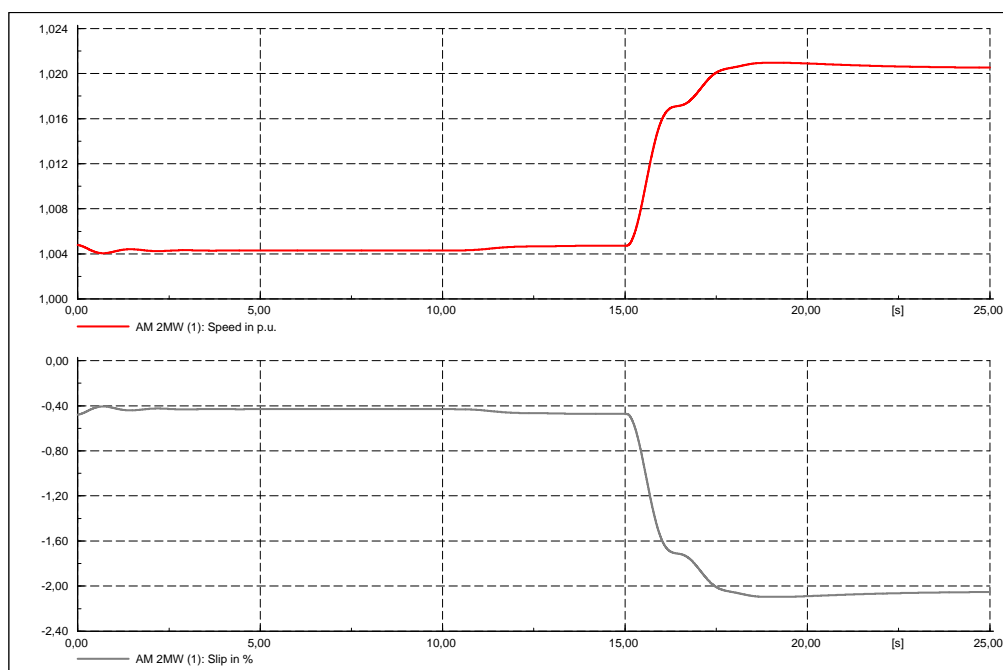


Figura 3.23: Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 2

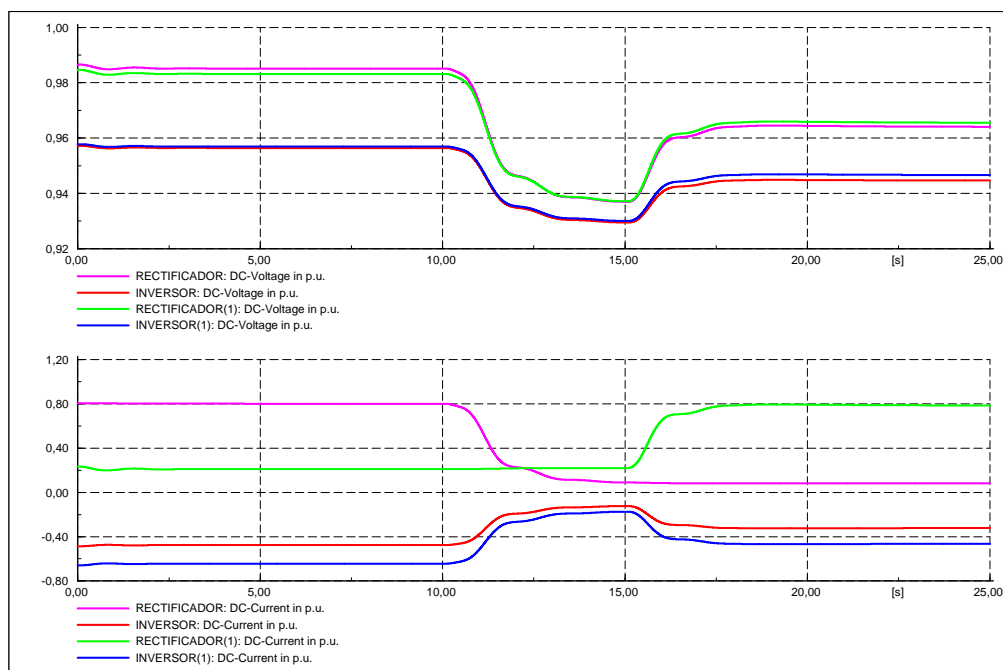


Figura 3.24: Tensió i intensitat en el costat de contínua dels convertidors

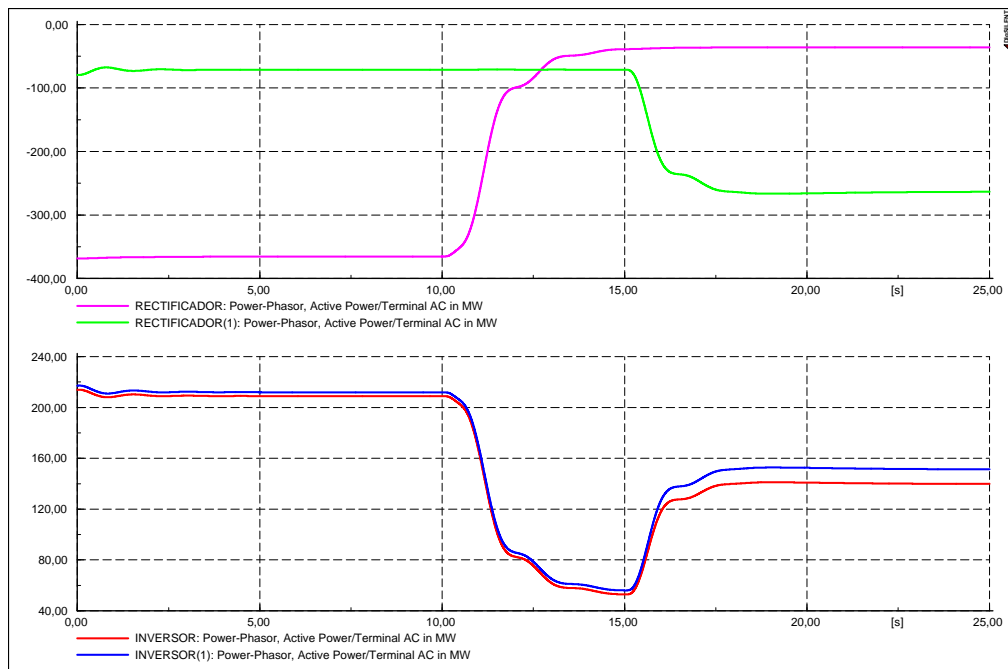


Figura 3.25: Potències mesurades en el costat d'alterna dels convertidors

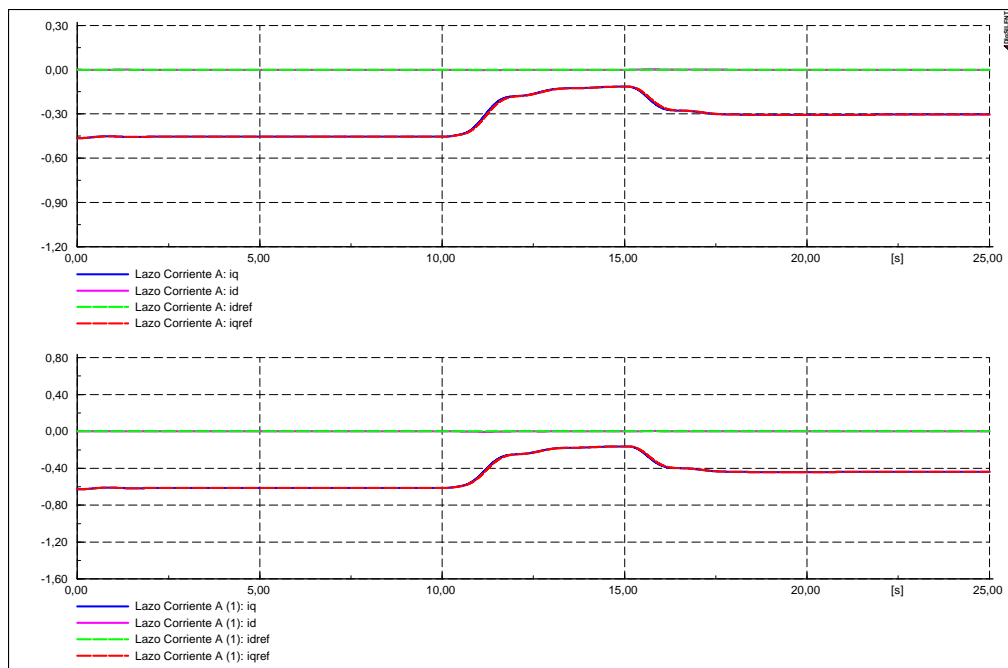


Figura 3.26: Variables dels llaços de corrent del parc eòlic 1 i del parc eòlic 2



3.6.4 Simulació d'un sot de tensió

S'analitza la resposta del sistema quan succeeix un sot de tensió trifàsic simètric i equilibrat en una de les xarxes terrestres d'alterna, concretament en la del parc eòlic 1, amb les característiques definides a la Taula 3.13. La velocitat del vent en els parcs eòlics es manté constant (Taula 3.12).

Parc Eòlic	Velocitat [m/s]
Parc Eòlic 1	13
Parc Eòlic 2	12

Taula 3.12: Valors de la velocitat del vent

Sistema	Sot de tensió	Profunditat [%]	Instant d'inici [s]	Duració [s]
Sistema 1	sí	73	10	0,5
Sistema 2	no	-	-	-

Taula 3.13: Característiques del sot de tensió

Les Figures 3.27 i 3.28 mostren com la velocitat del vent es manté constant al llarg de tota la simulació en els dos parcs eòlics. A la Figura 3.29 es pot observar com el sot de tensió de 73 % de profunditat disminueix durant 0,5 s l'amplitud de les tensions del costat d'alta tensió del transformador connectat a la xarxa terrestre del parc eòlic 1, que és la que veu aquesta subtensió. L'amplitud de les tensions també es veurà reduïda a la xarxa del Sistema 2. El convertidor del costat xarxa connectat a la xarxa afectada (inversor del parc eòlic 1) i no podrà injectar tanta potència i per tant, augmentarà la tensió del bus de contínua. El mateix succeirà amb l'inversor connectat a la xarxa que no presenta cap falta (Figura 3.34). L'evolució de les potències mesurades des del costat CA dels inversors durant els 0,5 s que dura el sot es detalla a la Figura 3.35.

Si es vol adequar la potència que els rectificadors injecten a la xarxa de contínua a la potència que els inversors puguin entregar a les xarxes terrestres, caldrà disminuir la potència que passa a través del rectificadors. El mecanisme de reducció de potència per reducció de tensió ho permet (Figura 3.31). La freqüència de la xarxa oscil·larà transitòriament (Figura 3.30). Els generadors dels parcs eòlics s'acceleraran ja que no poden entregar tota la potència capturada del vent. (Figures 3.32 i 3.33).

La velocitat de rotació dels aerogeneradors augmenta de forma que es supera el llindar d'actuació del mecanisme de *pitch* i per tant aquest actua per reduir la potència capturada del vent.

En referència als llaços de corrent, en els instants que dura el sot, el component i_q augmenta ja que augmenta el corrent que l'inversor injecta a la xarxa (Figura 3.36).

Després del sot de tensió, les tensions trifàsiques del costat d'alterna recuperen el seu valor eficaç, el sistema opera de forma anàloga a com ho feia abans de que es produís la falta.



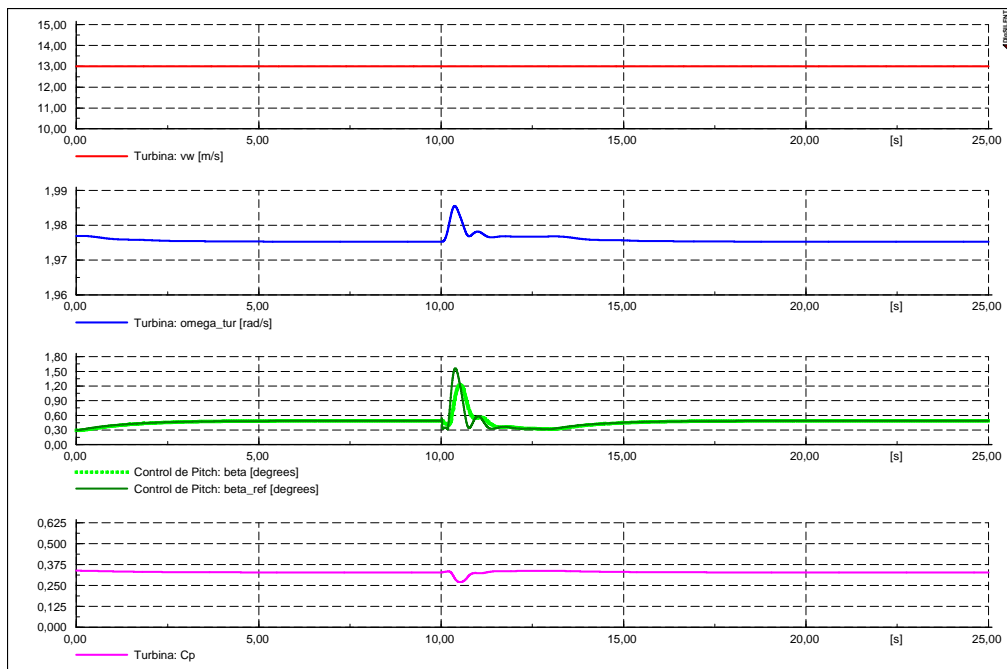


Figura 3.27: Variables del parc eòlic 1

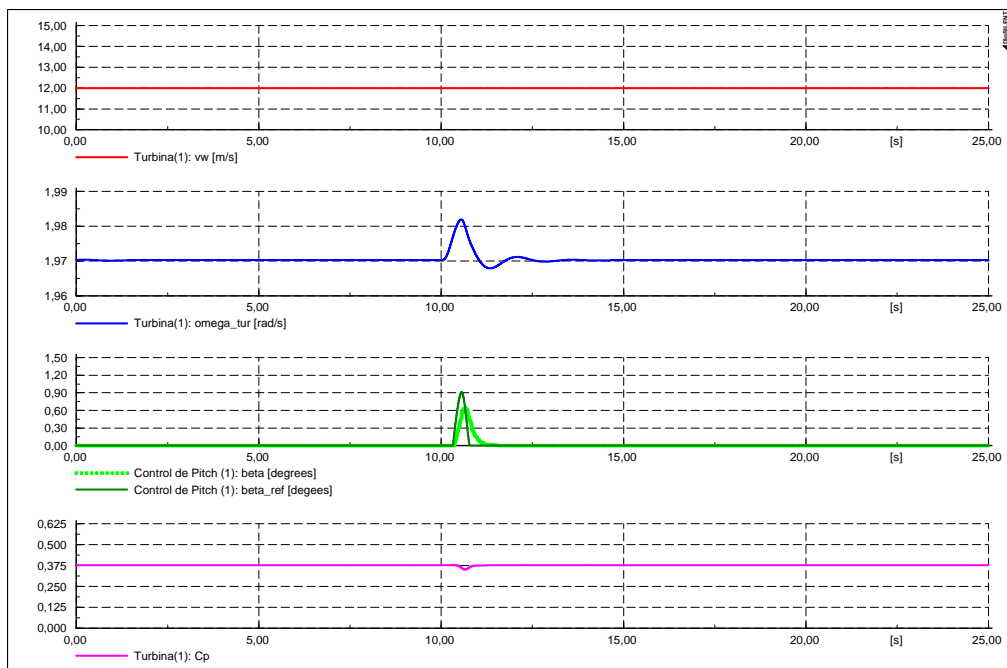


Figura 3.28: Variables del parc eòlic 2



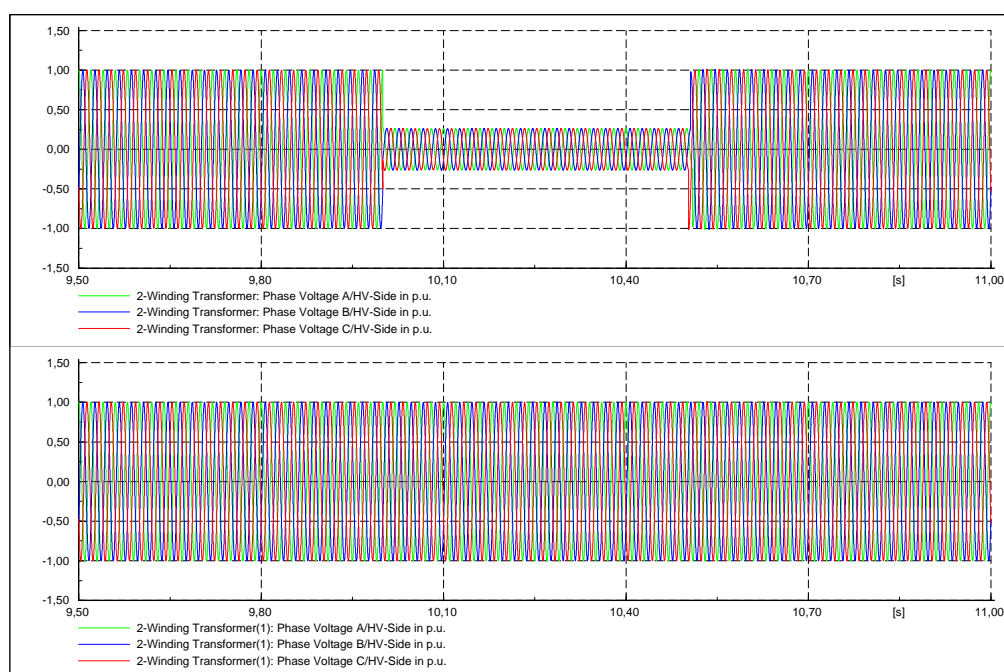


Figura 3.29: Sot de tensió en la xarxa terrestre del Sistema 1

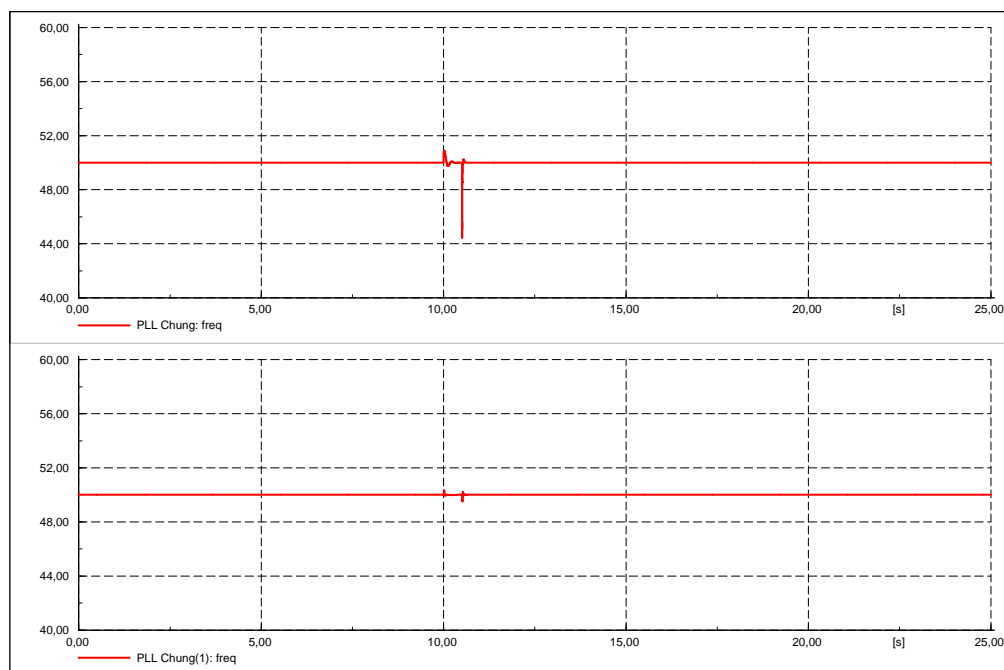


Figura 3.30: Freqüència mesurada per la PLL dels inversors

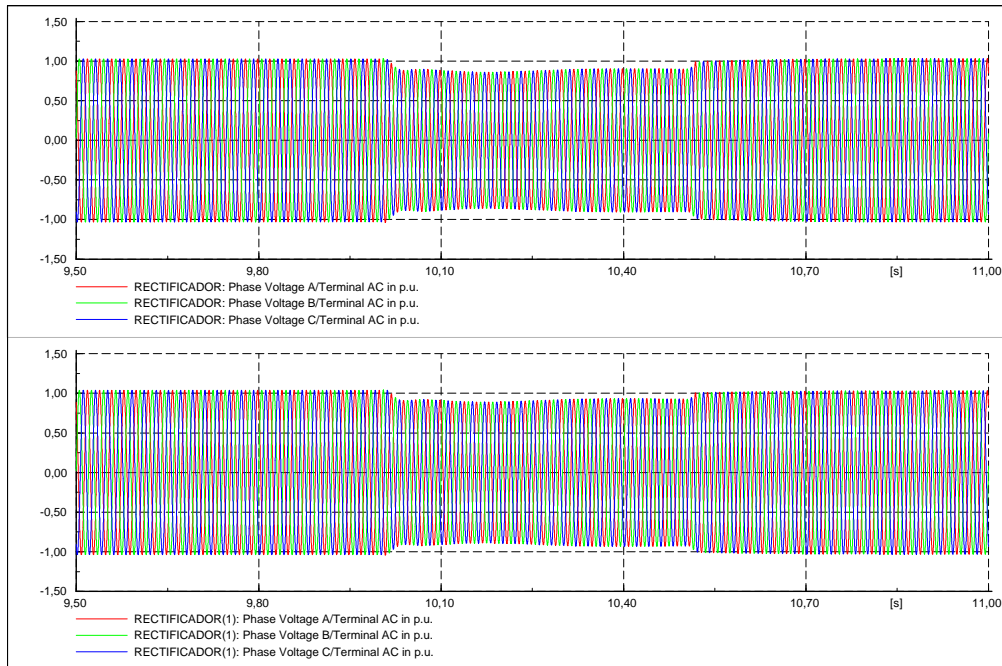


Figura 3.31: Mecanisme de reducció de potència per reducció de tensió

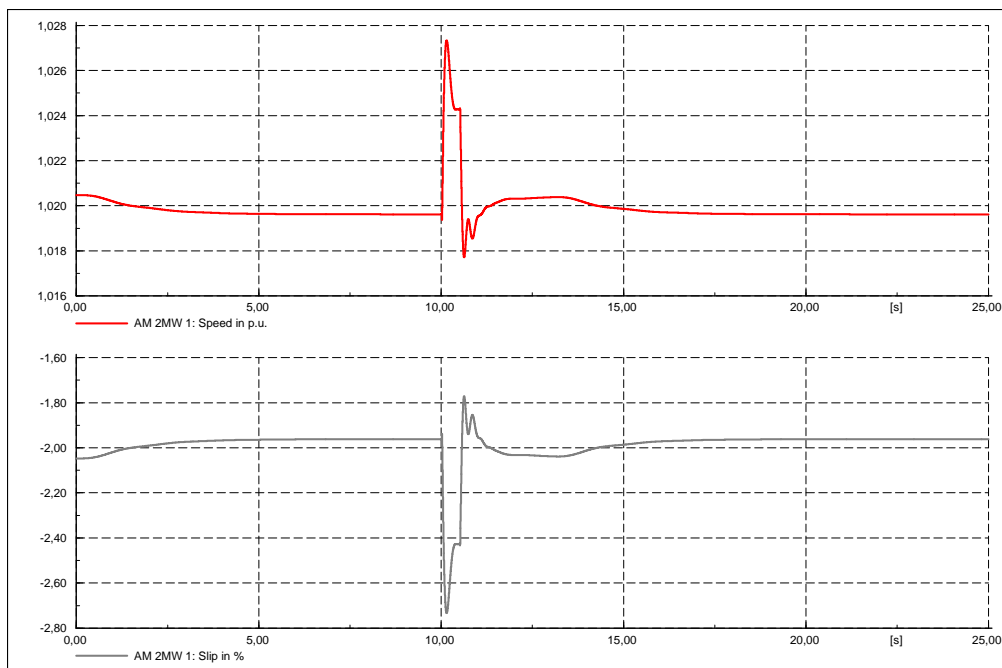


Figura 3.32: Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 1



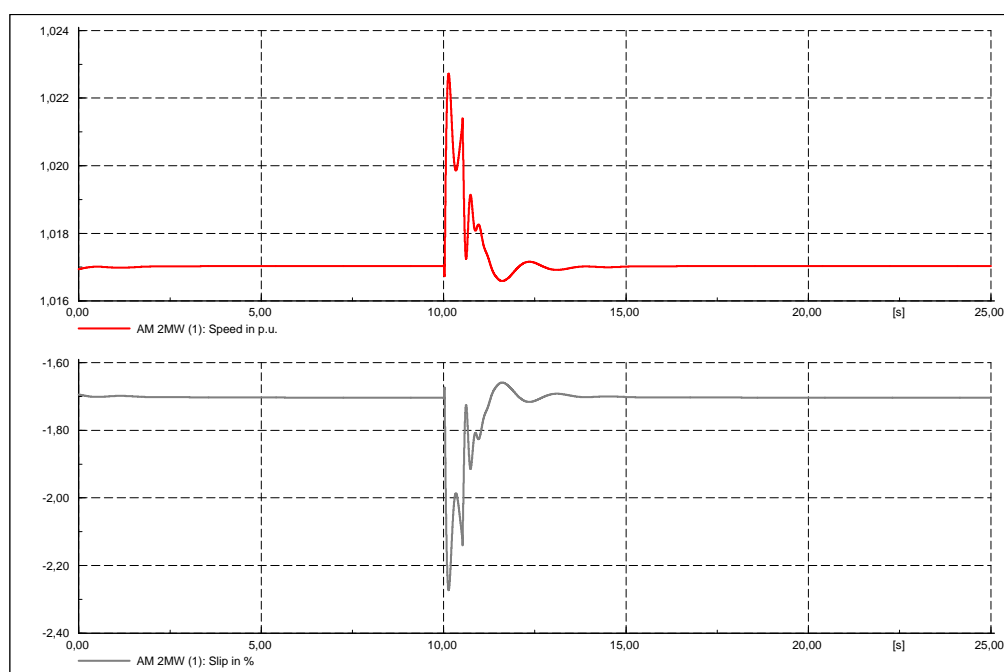


Figura 3.33: Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 2

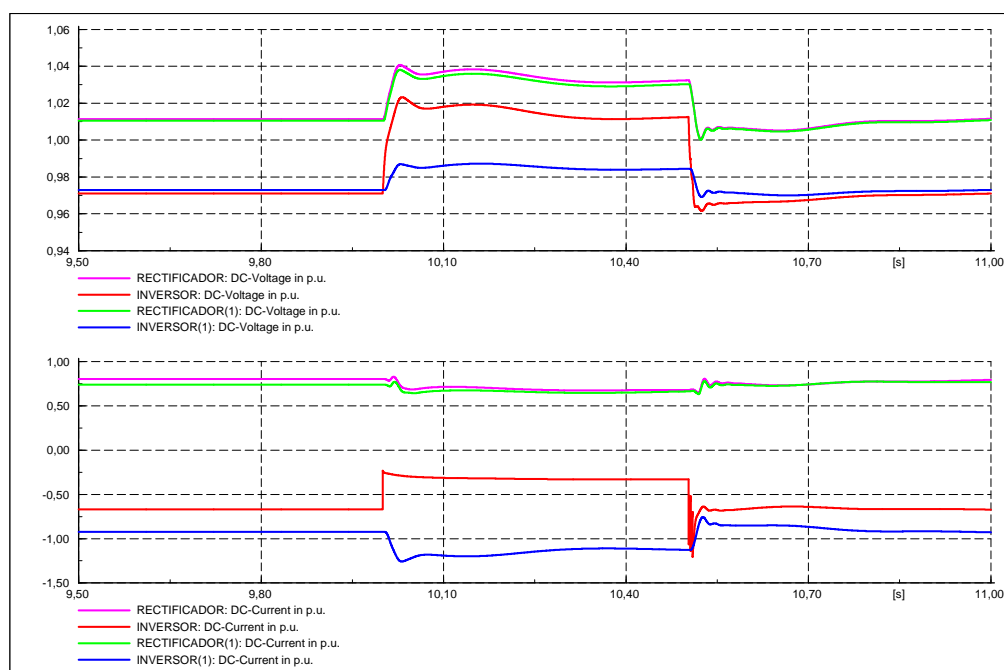


Figura 3.34: Tensió i intensitat en el costat de contínua dels convertidors

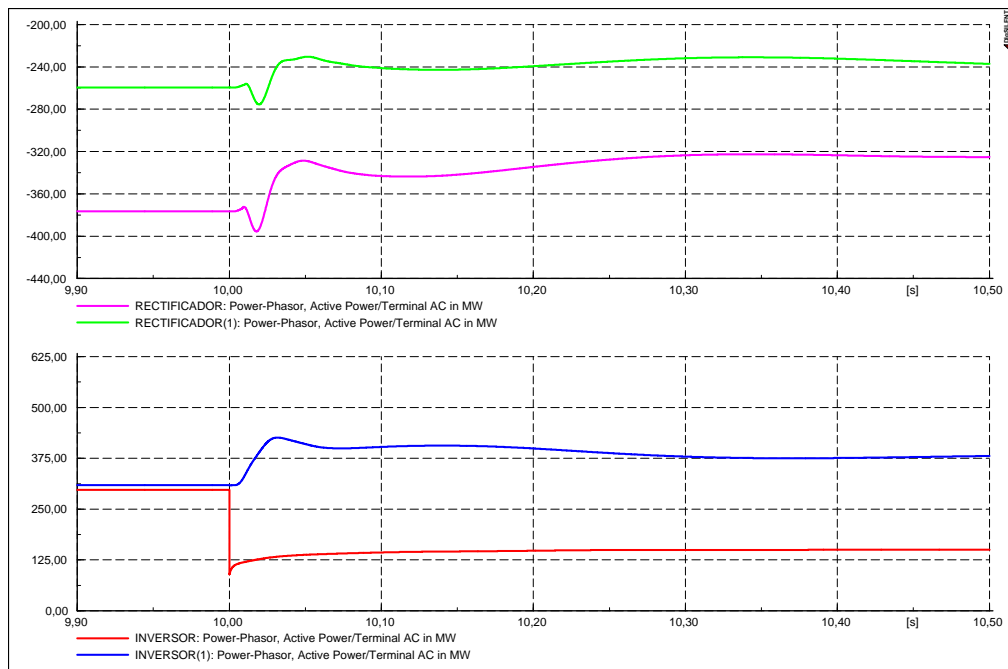


Figura 3.35: Potències mesurades en el costat d'alterna dels convertidors

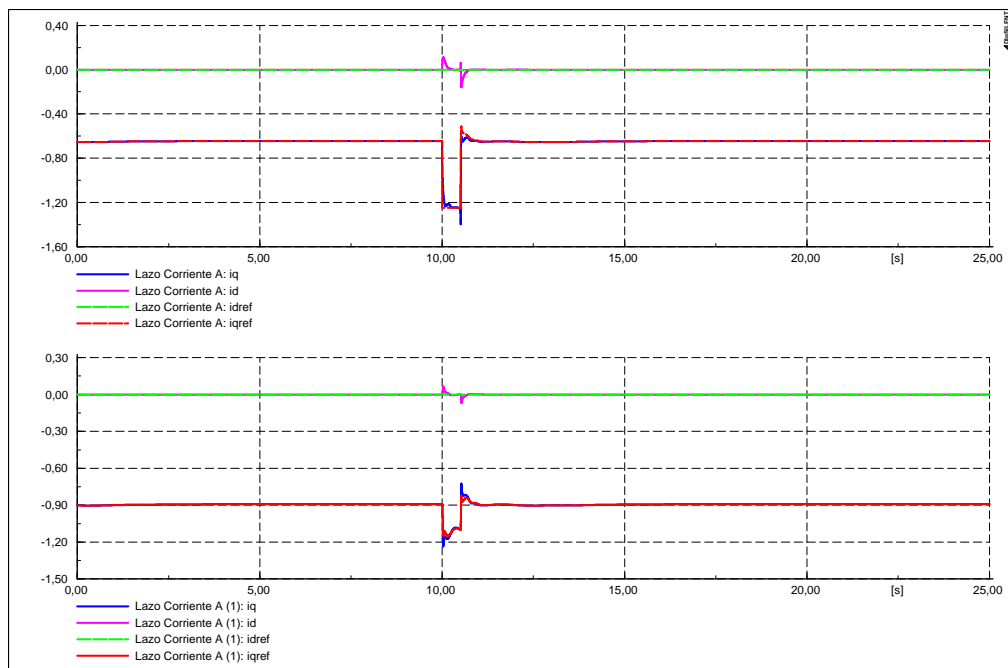


Figura 3.36: Variables dels laços de corrent del parc eòlic 1 i del parc eòlic 2



3.6.5 Simulació de la desconexió d'un convertidor

S'analitza la resposta del sistema quan es desconnecta un convertidor, concretament l'inversor del Sistema 1 (Taula 3.15). La velocitat del vent dels parcs eòlics es manté constant (Taula 3.14).

Parc Eòlic	Velocitat [m/s]
Parc Eòlic 1	13
Parc Eòlic 2	12

Taula 3.14: Valors de la velocitat del vent

Sistema	Convertidor desconnectat	Instant d'inici [s]	Duració [s]
Sistema 1	Inversor	5	10
Sistema 2	Cap	-	-

Taula 3.15: Desconnexió de l'inversor del Sistema 1

Les Figures 3.37 i 3.38 mostren com la velocitat del vent es manté constant al llarg de tota la simulació en els dos parcs eòlics. A partir del moment en que es produeix la desconexió de l'inversor, la tensió del bus de contínua augmenta, doncs el convertidor del Sistema 1 no pot injectar potència a la xarxa terrestre.

Tota la potència generada en el parcs eòlics no es pot entregar a la xarxa de contínua. La Figura 3.43 mostra l'increment de la tensió de bus i com la intensitat de l'inversor del Sistema 1 s'anul·la. Els aerogeneradors s'acceleraran (Figures 3.41 i 3.42) i els del parc eòlic 1, on el mecanisme de regulació de *pitch* actuava per potència, passarà a actuar amb la referència consignada a partir de la lectura de la velocitat de la turbina i es reduirà la potència capturada del vent. Gràcies al mecanisme de reducció de potència per reducció de tensió (Figura 3.40) es disminuirà la tensió del costat d'alterna dels rectificadors per fer decreixer la seva injecció de potència a la xarxa de contínua. La potència que arriba a la xarxa terrestre del Sistema 2 augmenta durant la desconexió de l'inversor del Sistema 1, ja que la potència que no pot fluir per la línia que uneix el rectificador i inversor del Sistema 1, ho fa a través de la línia que uneix els dos parcs eòlics i a través de la línia que uneix el rectificador i inversor del Sistema 2 (Figura 3.44).

La freqüència de la xarxa oscil·larà transitòriament (Figura 3.39). En referència als llaços de corrent, en l'interval de temps en que el convertidor està desconnectat, la component i_q del Sistema 2 augmenta ja que augmenta el corrent que aquest l'inversor injecta a la xarxa, mentre que la component i_q del Sistema 1 tendeix a anul·lar-se ja que l'inversor perd la seva capacitat d'injecció de corrent (Figura 3.45).

Després de la reconexió del convertidor el sistema opera de forma anàloga a com ho feia abans de que es produís la falta.



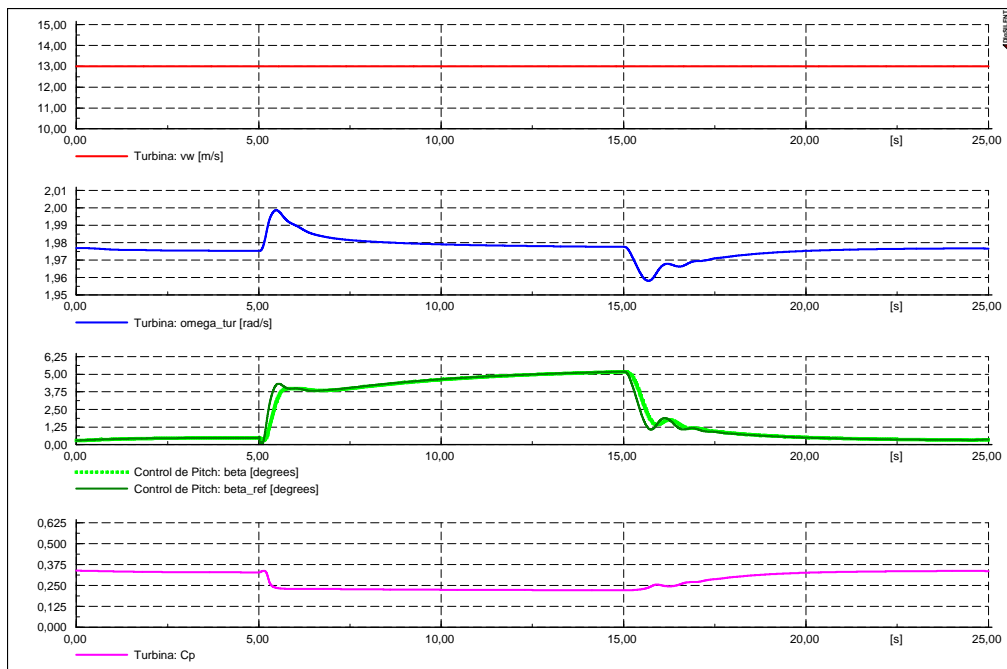


Figura 3.37: Variables del parc eòlic 1

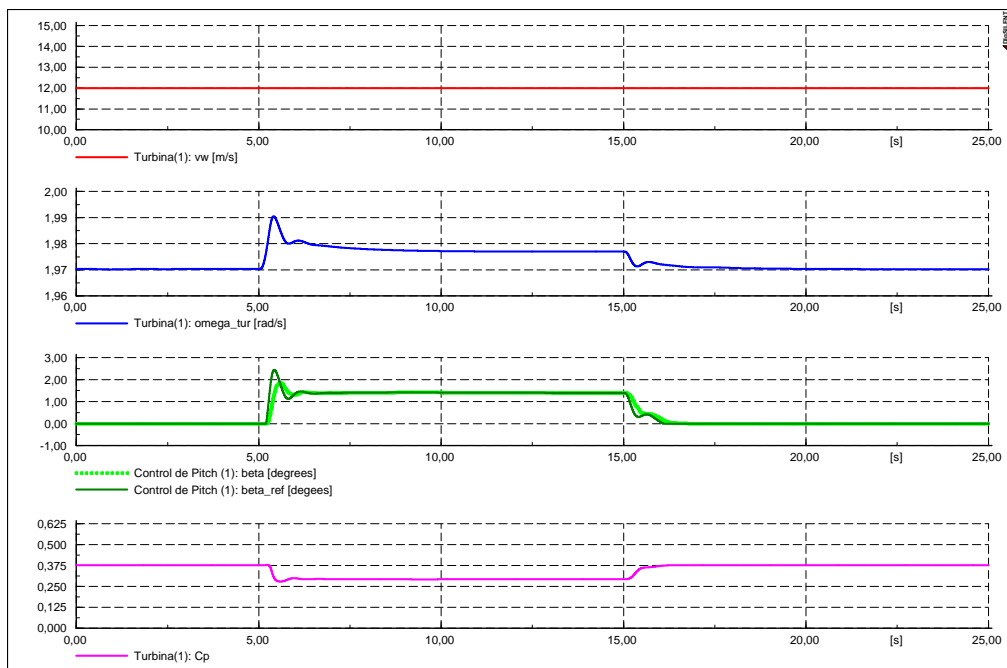


Figura 3.38: Variables del parc eòlic 2



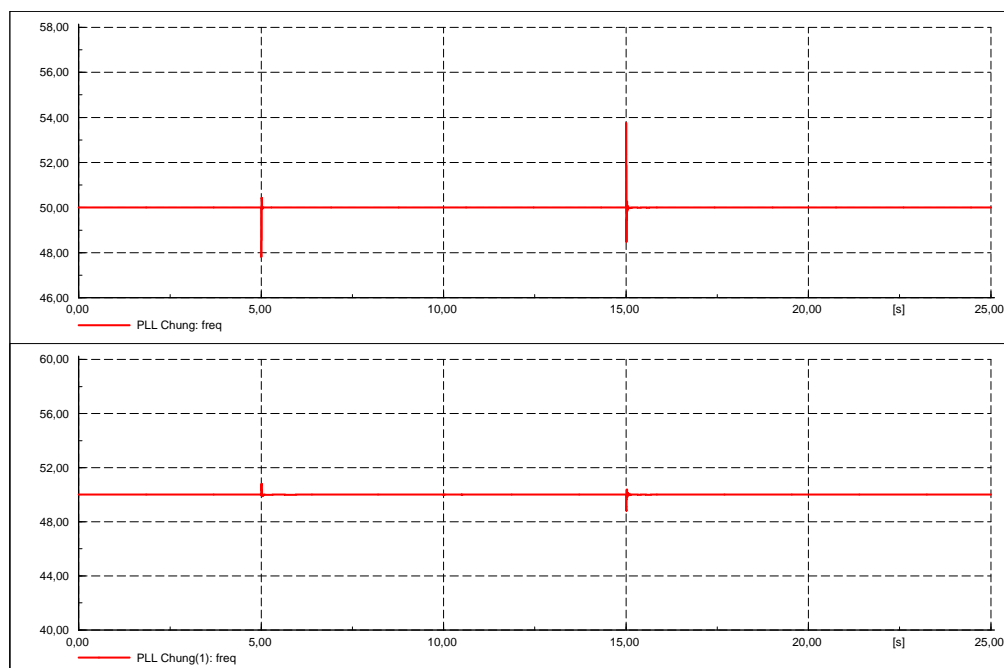


Figura 3.39: Freqüència mesurada per la PLL dels inversors

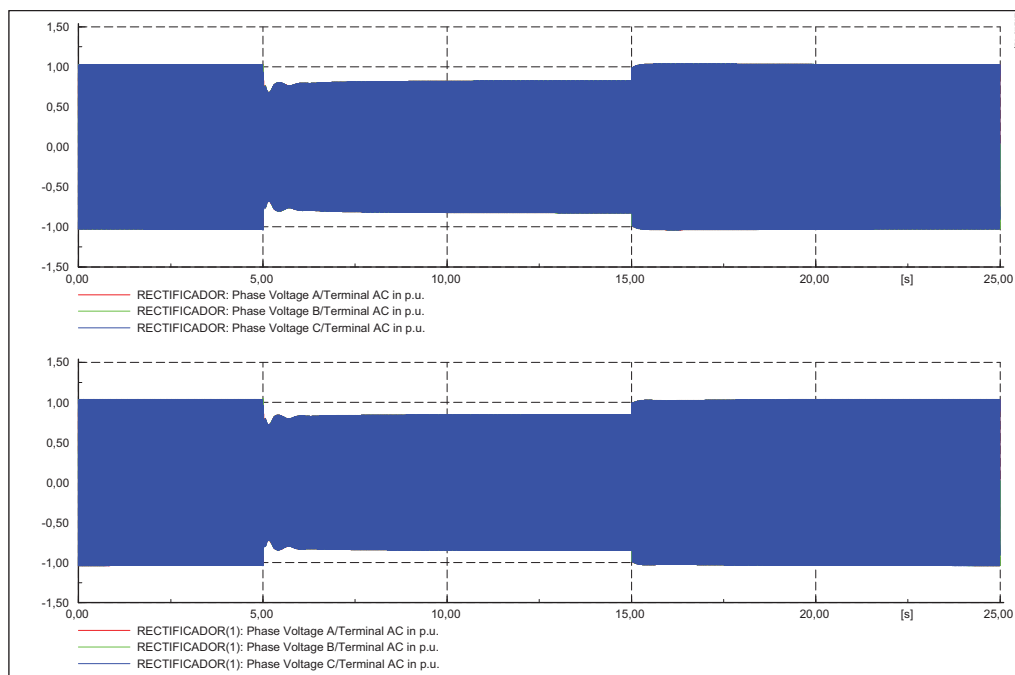


Figura 3.40: Mecanisme de reducció de potència per reducció de tensió

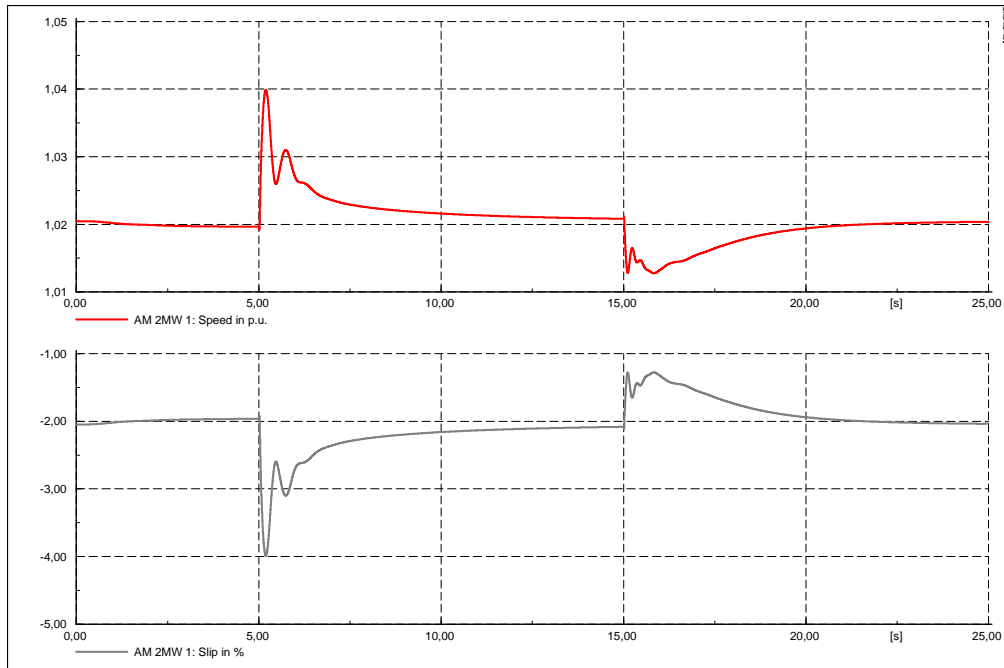


Figura 3.41: Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 1

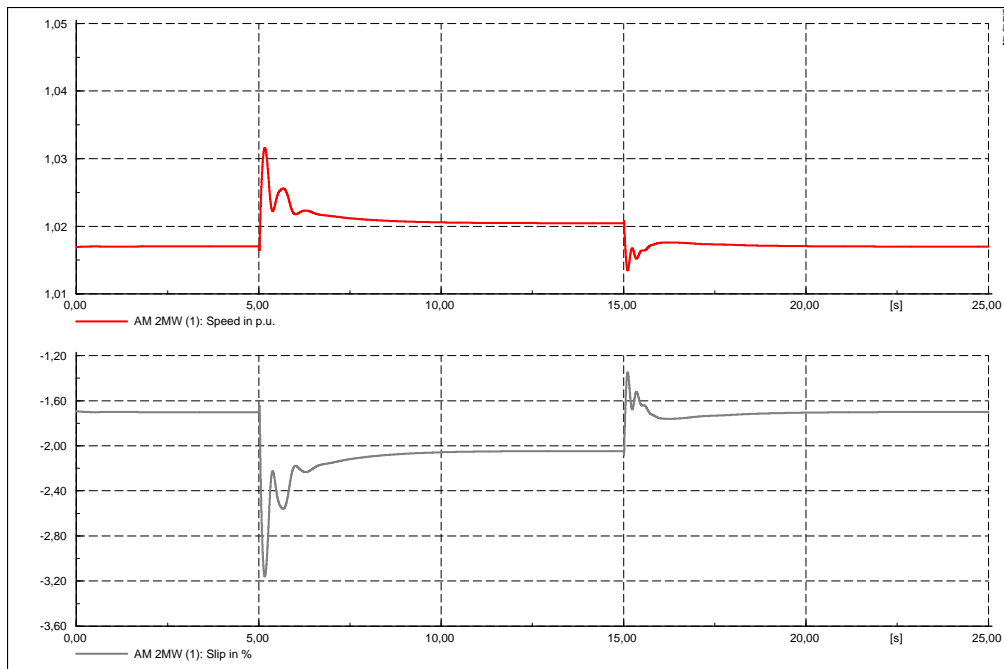


Figura 3.42: Velocitat mecànica i lliscament dels generadors del parc eòlic 2



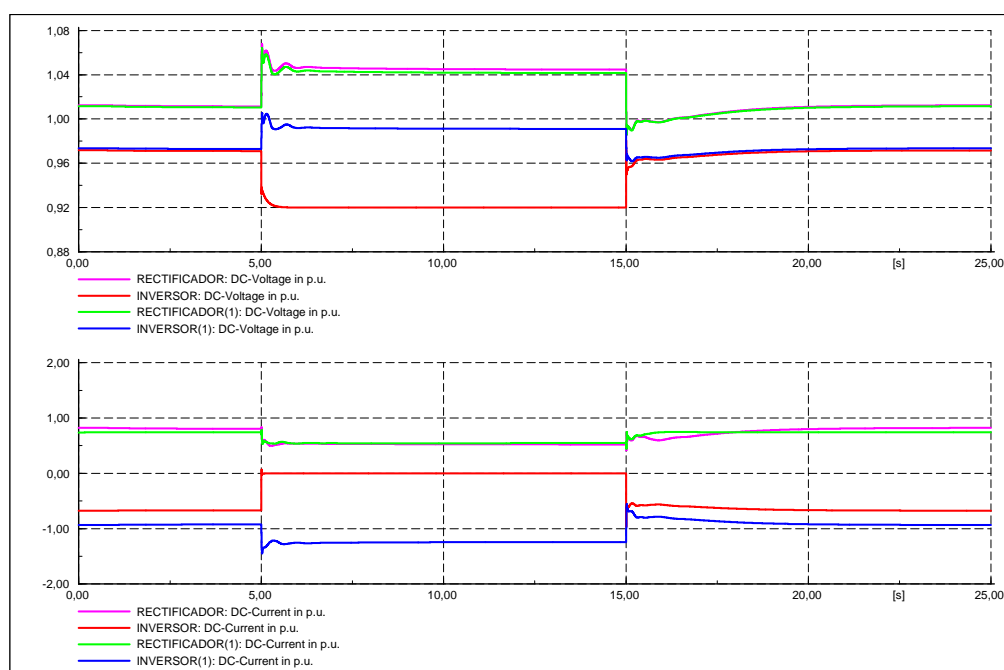


Figura 3.43: Tensió i intensitat en el costat de contínua dels convertidors

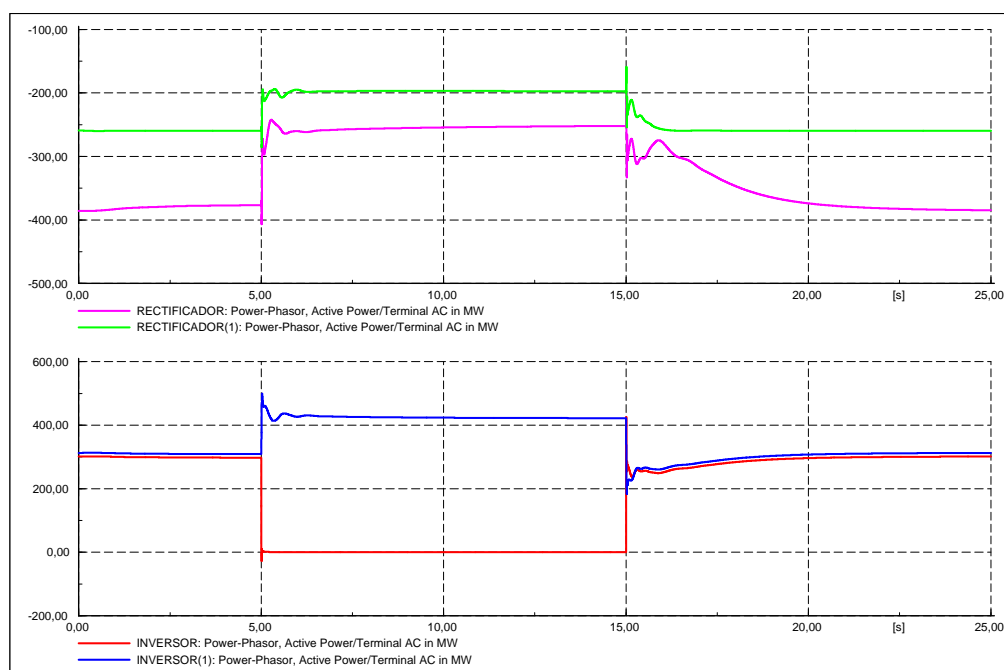


Figura 3.44: Potències mesurades en el costat d'alterna dels convertidors

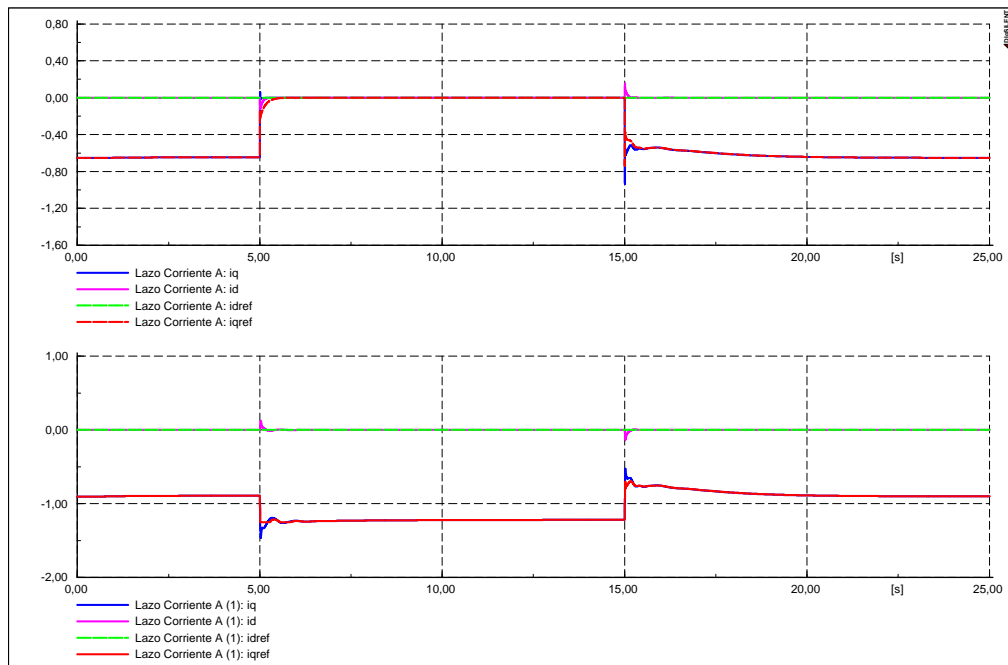


Figura 3.45: Variables dels llaços de corrent del parc eòlic 1 i del parc eòlic 2



Conclusions

S'ha presentat un flux òptim de potència per operar xarxes multiterminal VSC-HVDC per grans parcs eòlics marins. El nou esquema de control proposat determina unes tensions òptimes i les comunica als convertidors del costat xarxa per assegurar mínimes pèrdues en la transmissió fins les xarxes terrestres d'alterna. Es requereix un sistema de comunicacions, però es pot suposar que aquest ja està disponible per tasques de protecció o monotorització. En el cas que el sistema de comunicacions fallés, es garanteix un funcionament segur operant amb control *droop* (doncs no necessita comunicacions).

S'han analitzat les diferències existents entre l'esquema de control proposat i el control *droop*, aplicant-los a dos casos d'estudi (un sistema quatre terminals i un de set) en estat estacionari. Els resultats indiquen que amb el nou esquema s'aconsegueix una reducció de pèrdues considerable respecte el *droop*, sense una important inversió (admetent que el sistema de comunicacions ja està disponible).

Es desenvolupen simulacions pel cas del sistema de quatre terminals amb la finalitat de mostrar el comportament dinàmic de l'esquema proposat davant de canvis de vent i una possible pèrdua de les comunicacions.

La segona part del projecte consisteix en la modelització, control i simulació, mitjançant DIG-SILENT Power Factory[®], d'un sistema multiterminal VSC-HVDC de quatre nodes basat en l'anomenat *Flexnet multiterminal* operat amb control *droop*. El sistema respon adequadament a canvis de vent, un sot de tensió i la desconexió d'un convertidor del costat xarxa

Com a futures línies d'investigació es proposa analitzar el comportament de l'anterior sistema davant de faltes en la xarxa HVDC. Seria interessant estudiar la conseqüència d'un curtcircuit en un cable, més o menys allunyat de la connexió d'aquesta amb l'estació convertidora.





Agraïments

Agraeixo a l'Oriol Gomis, director del projecte, el seu seguiment, dedicació i suport, així com haver-me introduït en el món de la recerca dins del camp l'energia eòlica a través del CITCEA.

Agraeixo els útils consells de l'Andreas Sumper, la introducció al software DIgSILENT Power Factory[®] i la desinteressada ajuda d'en David Berenguel i en Francisco Díaz. També als meus companys del CITCEA, en especial a l'Agustí, l'Adrià, l'Eduard, la Maite i la Paola.

Per últim, vull donar les gràcies a en Robert, pel seu suport incondicional i a la meva família, especialment als meus pares, per la paciència i l'encoratjament al llarg de tota la carrera.





Apèndix A

Paràmetres per l'estudi de Minimització de pèrdues

Els valors de la matriu de conductàncies, G_{ij} , es determinen a partir de dades de cable d'ABB [14]. S'ha emprat un cable bipolar de 160 kV (+/- 80) de secció de coure de 300 mm².

La conductància es pot expressar com $G_{ijreal} = A(\rho l_{ij})^{-1}$, on $\rho = 0,01786 \Omega \text{ mm}^2\text{m}^{-1}$ és la resistivitat del coure, $A = 300 \text{ mm}^2$ és la secció de coure i l_{ij} és la longitud del cable que connecta els nodes i i j . Per tal d'expressar la conductància en p.u., es defineix la següent admitància de base: $Y_b = S_b/U_b^2$ on $U_b = 160 \text{ kV}$ és la tensió de base i $S_b = 100 \text{ MW}$ és la potència de base.

Per a les simulacions dinàmiques, la inductància dels cables és $L = 1 \text{ mH/km}$ i el condensador connectat a cada convertidor té una capacitat total de $C = 250 \mu\text{F}$.

Els parcs eòlics es modelitzen com una agregació de 50 turbines, de 2 MW cadascuna [17,25,26]. S'utilitzen els següents paràmetres:

Turbina: valors de C_p corresponents a les constants de Heier [24]; Radi de la turbina = 39 m; Densitat de l'aire = 1,225 kg/m³; Inèrcia del conjunt de masses rotòriques reduïdes a l'eix de la turbina = 3,6 Mkgm².

Generador Asíncron de Gàbia d'Esquirol: Potència de base = 2 MW; Tensió de base = 690 V; Freqüència de base = 50 Hz; Velocitat nominal = 1530 min⁻¹; Resistència estatòrica = 0,048 p.u.; Reactància estatòrica = 0,075 p.u.; Resistència rotòrica = 0,018 p.u.; Reactància rotòrica = 0,12 p.u.; Reactància magnetitzant = 3,8 p.u.





Apèndix B

Determinació de paràmetres d'un cable HVDC per estudis transitoris

B.1 Introducció

La modelització de cables aïllats per a la simulació de transitoris electromagnètics requereix tenir en compte les seves característiques geomètriques i les propietats dels seus materials. Els paràmetres que defineixen el comportament elèctric d'un cable són els següents:

$$Z(\omega) = R(\omega) + j\omega L(\omega) \quad (\text{B.1})$$

$$Y(\omega) = G(\omega) + j\omega C(\omega) \quad (\text{B.2})$$

on R , L , G i C són la resistència, la inductància, la conductància i la capacitat per unitat de longitud del cable objecte d'estudi. La variable ω reflecteix com la impedància Z i l'admitància Y són paràmetres dependents de la freqüència.

La Figura B.1 mostra un seccionat general d'un cable submarí [14]. Per determinar els paràmetres elèctrics anteriorment definits, cal disposar de característiques geomètriques i propietats dels materials de, com a mínim, les següents capes del cable:

- Cor
- Capa semiconductora interna
- Aïllament
- Capa semiconductora externa
- Funda
- Armadura

Els cables submarins presenten una estructura cilíndrica i multicapa com la indicada a la Figura B.2. La gran majoria de cables submarins per instal·lacions HVDC presenten aïllament de paper impregnat, però recents desenvolupaments en l'aïllament de materials han permès la introducció de cables amb aïllament de polietilè, ara considerats com a primera elecció per la indústria de potència *offshore*.



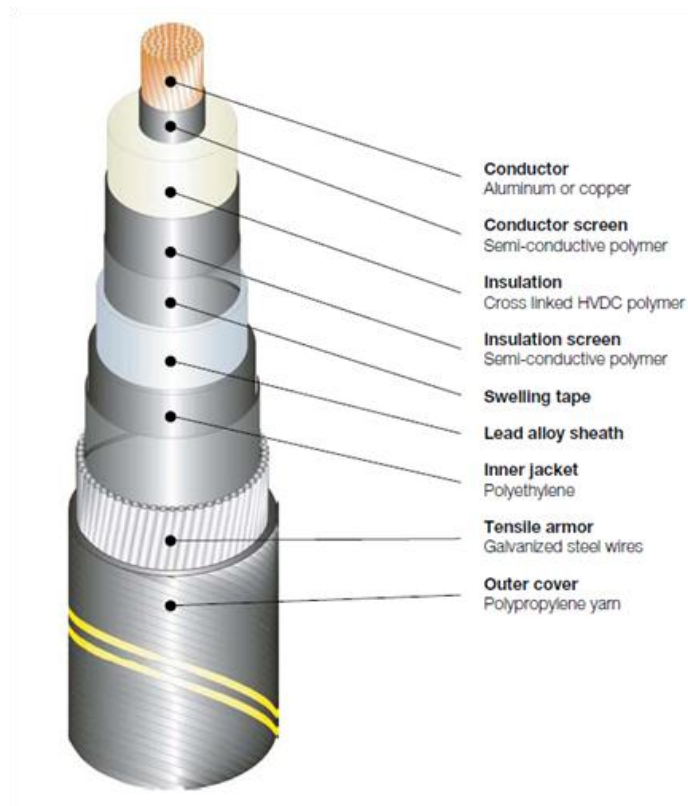


Figura B.1: Seccions d'un cable submarí. Cortesia d'ABB

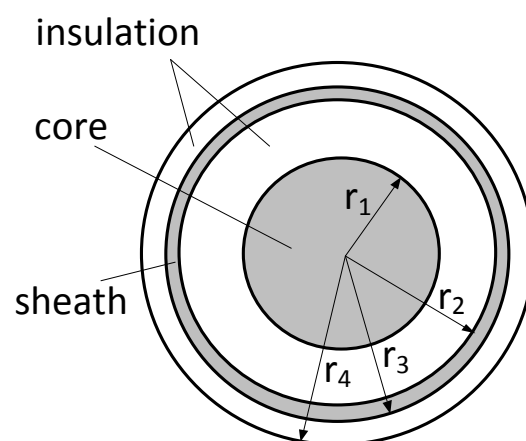


Figura B.2: Capes d'un cable submarí

B.2 Descripció del mètode de càlcul de la impedància

Tres capes fonamentals del cable submarí són el cor (c, de core), la funda (s, de sheath) i l'armadura (a, de armor). La següent matriu expressa la relació elèctrica entre aquestes tres capes a través de les seves impedàncies [27]:

$$\begin{bmatrix} V_{core} \\ V_{sheath} \\ V_{armor} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{cc} & Z_{cs} & Z_{ca} \\ Z_{cs} & Z_{ss} & Z_{sa} \\ Z_{ca} & Z_{sa} & Z_{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{core} \\ I_{sheath} \\ I_{armor} \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

amb

$$Z_{cc} = Z_1 + Z_2 + Z_3 - 2Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 - 2Z_8 + Z_9 + Z_{10} + Z_{11} \quad (\text{B.4})$$

$$Z_{ss} = Z_5 + Z_6 + Z_7 - 2Z_8 + Z_9 + Z_{10} + Z_{11} \quad (\text{B.5})$$

$$Z_{aa} = Z_9 + Z_{10} + Z_{11} \quad (\text{B.6})$$

$$Z_{cs} = Z_{sc} = -Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 - 2Z_8 + Z_9 + Z_{10} + Z_{11} \quad (\text{B.7})$$

$$Z_{ca} = Z_{ac} = Z_{sa} = Z_{as} = -Z_8 + Z_9 + Z_{10} + Z_{11} \quad (\text{B.8})$$

on:

Z_1, Z_5, Z_9 són les impedàncies externes, per unitat de longitud, de cor, funda i armadura, respectivament

Z_3, Z_7 són les impedàncies internes, per unitat de longitud, de funda i armadura, respectivament

Z_4, Z_8 són les impedàncies mútues, per unitat de longitud, de funda i armadura, respectivament

Z_2, Z_6 són les impedàncies, per unitat de longitud, de la capa entre cor i funda i entre funda i armadura, respectivament

Les impedàncies internes (Z_{aa}), externes (Z_{bb}) i mútues (Z_{ab}) de les capes metàl·liques es poden obtenir mitjançant les equacions generals indicades a continuació.

$$Z_{aa} = \frac{\rho m}{2\pi a} \frac{I_0(ma)K_1(mb) + K_0(ma)I_1(mb)}{I_1(mb)K_1(ma) - K_1(mb)I_1(ma)} \quad (\text{B.9})$$

$$Z_{bb} = \frac{\rho m}{2\pi b} \frac{I_0(mb)K_1(ma) + K_0(mb)I_1(ma)}{I_1(ma)K_1(mb) - K_1(ma)I_1(mb)} \quad (\text{B.10})$$

on:

$I_n(x)$ i $K_n(x)$ són les funcions de Bessel modificades d'ordre n de primera i segona espècie, respectivament

$m = \sqrt{j\omega\mu/\rho}$ és la constant de propagació complexa en capes conductores

ρ és la resistivitat de la capa conductora

ω és la velocitat angular

μ és la permeabilitat de la capa conductora

a és el diàmetre intern de la capa conductora

b és el diàmetre extern de la capa conductora

Si el cor del cable no és buit, només es requereix la impedància de la superfície externa i la següent expressió es pot utilitzar en lloc de l'equació (B.10):

$$Z_{bb} = \frac{\rho m}{2\pi b} \frac{I_0(mb)}{I_1(mb)} \quad (\text{B.11})$$



Es sap que la impedància d'una capa d'aïllament de permeabilitat μ , entre dos conductors buits, de radis intern i extern c i d , respectivament, ve donada per:

$$Z_i = \frac{j\omega\mu}{2\pi} \ln \frac{d}{c} \quad (\text{B.12})$$

La impedància mútua del retorn per mar Z_{10} i la impedància pròpia del retorn pel mar Z_{11} poden determinar-se a través de les equacions de Wedepohl i Wilcox's (equacions de la impedància en cas de retorn per terra d'un cable multicapa):

$$Z_{10} = -\frac{\rho_{sea}\sigma_{sea}}{2\pi r_{i-sea}} \frac{K_0(\sigma_{sea}\delta)}{K_1(\sigma_{sea}r_{i-sea})} \quad (\text{B.13})$$

$$Z_{11} = \frac{\rho_{sea}\sigma_{sea}}{2\pi r_{i-sea}} \frac{K_0(\sigma_{sea}r_{i-sea})}{K_1(\sigma_{sea}r_{i-sea})} \quad (\text{B.14})$$

δ és la distància entre els dos cables

ρ_{sea} i σ_{sea} són la resistivitat i la constant de propagació complexa del mar, respectivament
 r_{i-sea} és el radi total del cable

Per cables bipolars (cas d'aquest estudi), el corrent d'un cable, afectarà el de l'altre, atès que els corrents flueixen en sentit oposat. Això queda reflectit en la impedància mútua negativa del retorn per mar Z_{10} .

Per sistemes de transmissió submarina, els cables es construeixen de forma que les capes funda i armadura es connectin a terra en els dos extrems del cable. L'armadura de cables submarins té un gruix considerable i es pot assumir que està al mateix potencial que el terra en tots els punts de la longitud del cable. Anàlogament, la tensió de la funda al llarg del cable és insignificant en front de la tensió dels conductors, per tant es pot assumir també que està al potencial del terra. És a dir, es pot admetre:

$$V_{sheath} = V_{armor} = 0 \quad (\text{B.15})$$

Incorporant aquesta condició de contorn, la matriu d'impedàncies es pot escriure com

$$V_{core} = Z_{cable} I_{core} \quad (\text{B.16})$$

on

$$Z_{cable} = Z_{cc} + X_1 Z_{cs} + X_2 Z_{ca} \quad (\text{B.17})$$

$$X_1 = \frac{Z_{sa}Z_{ac} - Z_{sc}Z_{aa}}{Z_{ss}Z_{aa} - Z_{sa}Z_{as}} \quad (\text{B.18})$$

$$X_2 = \frac{Z_{sc}Z_{as} - Z_{ss}Z_{ac}}{Z_{ss}Z_{aa} - Z_{sa}Z_{as}} \quad (\text{B.19})$$

B.3 Descripció del mètode de càlcul de l'admitància

L'admitància entre el cor i la funda es pot modelitzar emprant l'esquema equivalent de la Figura B.3. Les principals capes que es tenen en compte són l'aïllament principal, la capa semiconductor interna i la capa semiconductor externa.

$$r_2 = r_1 + t_{insulationtotal} \quad (\text{B.20})$$



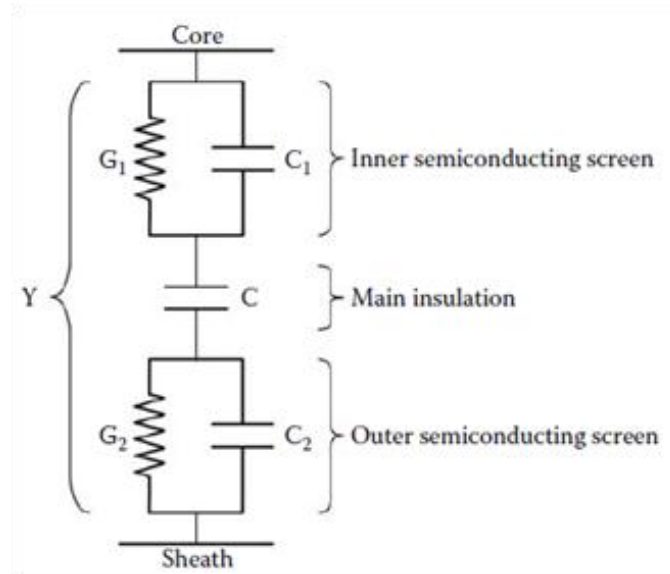


Figura B.3: Esquema elèctric entre cor i funda d'un cable submarí [28]

on $t_{insulationtotal}$ és el gruix total de l'aïllament i les capes semiconductores. Les capacitats C_1 , C i C_2 es calculen de la següent forma:

$$C_1 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln\frac{r_2}{b}} \quad (\text{B.21})$$

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_{r-ins}}{\ln\frac{b}{a}} \quad (\text{B.22})$$

$$C_2 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln\frac{a}{r_1}} \quad (\text{B.23})$$

$$G_1 = \frac{2\pi\sigma}{\ln\frac{r_2}{b}} \quad (\text{B.24})$$

$$G_2 = \frac{2\pi\sigma}{\ln\frac{a}{r_1}} \quad (\text{B.25})$$

on:

a és el radi extern de la pantalla semiconductora interna

b és el radi intern de la pantalla semiconductora externa

ϵ_{r-ins} és la permitivitat relativa de l'aïllament ($\epsilon_{r-insXLPE} = 2,5$ en el nostre cas)

ϵ_r és la permitivitat relativa de les pantalles semiconductores

σ és la conductivitat de les pantalles semiconductores

B.4 Dades del cable estudiat

El cable és bipolar, de 150 kV, i presenta les següents propietats geomètriques i dels materials, extrets de [27].

Paràmetre	Valor	Unitats
Diàmetre del conductor de coure	37,9	mm
Gruix de l'aïllament XLPE	17	mm
Permitivitat del XLPE	$2,5 \times$ permitivitat de l'aire	mm
Diàmetre per sobre de l'aïllament	78,5	mm
Diàmetre de la funda de plom	2,5	mm
Diàmetre extern del cable	102,2	mm

Taula B.1: Paràmetres de la transmissió

Les dades anteriors no són suficients, per tant s'extreuen d'un cable similar [29]. S'assumirà per tant un gruix de les pantalles semiconductores de 1,2 mm, una distància de 1,5 mm entre la capa de la funda i de l'armadura i una separació entre cables de 5 m.

B.5 Càlculs

B.5.1 Determinació de la impedància d'un cable de 150 kV

La preparació de dades prèvia als càlculs a través de les equacions de la Secció B.2 implementades amb MATLAB[®] es mostra a continuació.

Cor de coure

$$a = 18,95/1000 \text{ m} \quad (\text{B.26})$$

$$\mu = 0,999 \times 4\pi 10^{-7} \text{ H/m} \quad (\text{B.27})$$

$$\rho = 1,786 \times 10^{-8} \text{ } \Omega\text{m} \quad (\text{B.28})$$

Funda de plom

$$a = 38,35/1000 \text{ m} \quad (\text{B.29})$$

$$b = a + 2,5/1000 \text{ m} \quad (\text{B.30})$$

$$\mu = 0,999 \times 4\pi 10^{-7} \text{ H/m} \quad (\text{B.31})$$

$$\rho = 2,2 \times 10^{-7} \text{ } \Omega\text{m} \quad (\text{B.32})$$

Armadura d'acer

$$a = (38,35 + 1,5)/1000 \text{ m} \quad (\text{B.33})$$

$$b = a + 5/1000 \text{ m} \quad (\text{B.34})$$

$$\mu = 10 \times 4\pi 10^{-7} \text{ H/m} \quad (\text{B.35})$$

$$\rho = 1,5 \times 10^{-7} \text{ } \Omega\text{m} \quad (\text{B.36})$$

Aïllament entre cor i funda

$$a = 18,95 + (1,2/1000) \text{ m} \quad (\text{B.37})$$

$$b = a + 17/1000 \text{ m} \quad (\text{B.38})$$

$$\mu = 1 \times 4\pi 10^{-7} \text{ H/m} \quad (\text{B.39})$$



Aïllament entre funda i armadura

$$a = (38,35 + 2,5)/1000 \text{ m} \quad (\text{B.40})$$

$$b = a + 1,5/1000 \text{ m} \quad (\text{B.41})$$

$$\mu = 1 \times 4\pi 10^{-7} \text{ H/m} \quad (\text{B.42})$$

Mar

$$d = 5 \text{ m} \quad (\text{B.43})$$

$$r_{i-sea} = (102,2/2)/1000 \text{ m} \quad (\text{B.44})$$

$$\mu_{sea} = 0,999 \times 4\pi 10^{-7} \text{ H/m} \quad (\text{B.45})$$

$$\rho_{sea} = 0,2 \Omega\text{m} \quad (\text{B.46})$$

B.5.2 Determinació de l'admitància d'un cable de 150 kV

$$r_1 = D_{Cu}/2 = 37,9/2 = 18,95 \text{ mm} \quad (\text{B.47})$$

$$r_2 = r_1 + t_{insulationtotal} = 18,95 + 1,2 + 17 + 1,2 = 38,35 \text{ mm} \quad (\text{B.48})$$

$$a = r_1 + t_{innerins} = 18,95 + 1,2 = 20,15 \text{ mm} \quad (\text{B.49})$$

$$b = a + t_{insulation} = 20,15 + 17 = 37,15 \text{ mm} \quad (\text{B.50})$$

Per als següents càlculs es considera $\epsilon_{r-ins} = 2,5$ per a l'aïllament principal i $\epsilon_r = 1000$ per a les pantalles semiconductores. La conductivitat de les pantalles semiconductores es considera $\sigma = 0,001 \text{ S/m}$ [28]).

Substituint les dades a les equacions (B.21), (B.22), (B.23). (B.24), (B.25), s'obté:

$$C_1 = 4,37 \times 10^{-6} \text{ F/km} \quad (\text{B.51})$$

$$C = 2,27 \times 10^{-7} \text{ F/km} \quad (\text{B.52})$$

$$C_2 = 2,26 \times 10^{-6} \text{ F/km} \quad (\text{B.53})$$

$$G_1 = 197 \text{ S/km} \quad (\text{B.54})$$

$$G_2 = 102,3 \text{ S/km} \quad (\text{B.55})$$

L'admitància del cable es calcula com la inversa de la impedància equivalent de l'esquema de la Figura B.3:

$$Y_{equivalent} = \frac{1}{Z_{equivalent}} \quad (\text{B.56})$$

$$Z_{equivalent} = \frac{1}{\frac{1}{197 + j\omega 4,37 \times 10^{-6}} + \frac{1}{j\omega 2,27 \times 10^{-7}} + \frac{1}{102,3 + j\omega 2,26 \times 10^{-6}}}} \Omega/\text{km} \quad (\text{B.57})$$



B.6 Resultats

Les gràfiques de les Figures B.4, B.5, B.6 i B.7 mostren els resultats de la determinació de paràmetres pel cable CC de 150 kV analitzat aplicant el mètode exposat a les Seccions B.2 i B.3 per calcular la impedància i admitància per unitat de longitud.

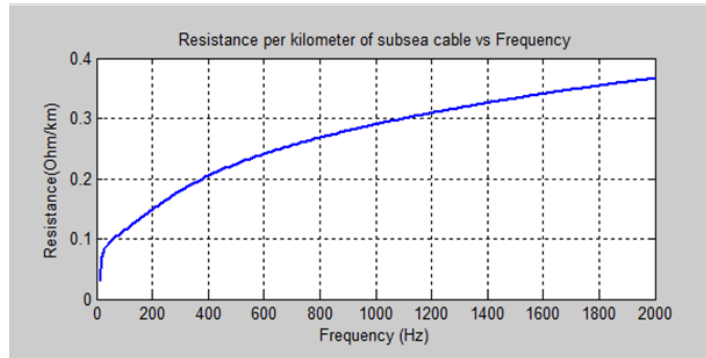


Figura B.4: Resistència per unitat de longitud en funció de la freqüència

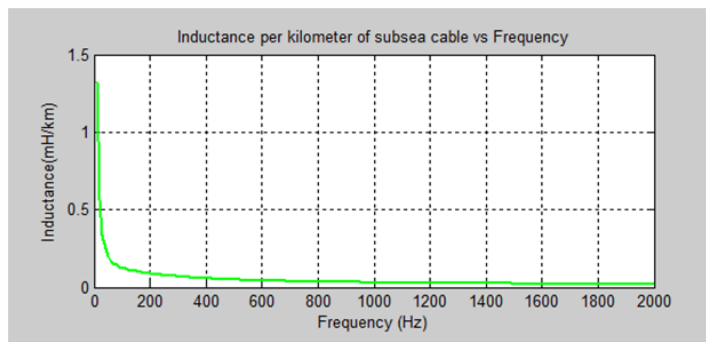


Figura B.5: Inductància per unitat de longitud en funció de la freqüència



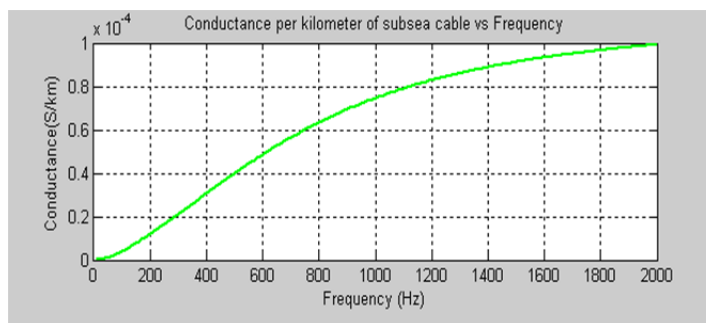


Figura B.6: Conductància per unitat de longitud en funció de la freqüència

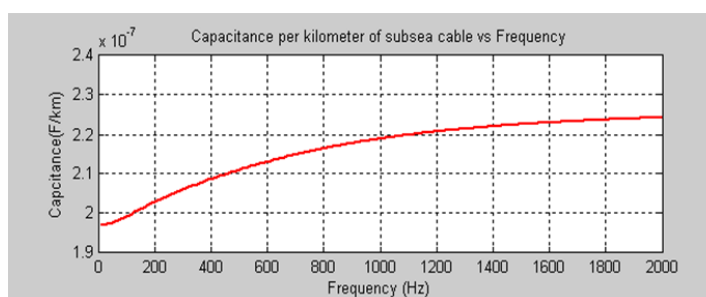


Figura B.7: Capacitat per unitat de longitud en funció de la freqüència

Tenint en compte les gràfiques obtingues, s'han fixat els següents paràmetres per cada cable de 150 kV:

$$R = 0,06 \Omega/km \quad (\text{B.58})$$

$$L = 0,1 \text{ mH}/km \quad (\text{B.59})$$

$$G = 0 \text{ S}/km \quad (\text{B.60})$$

$$C = 20 \mu\text{F}/km \quad (\text{B.61})$$



Apèndix C

Transformades de Park i Clarke

C.1 Transformada de Park

En molts estudis de sistemes elèctrics és freqüent transformar les variables en referència abc a una nova referència, designada per qd , que elimina la dependència d'alguns paràmetres amb el temps. La transformació matemàtica que ho permet s'anomena Transformada de Park i no és única. En aquest estudi, s'utilitza la Transformada de Park que manté constant el mòdul de les tensions i intensitats. Donat un vector x_{abc} , si se li aplica la Transformada de Park $T(\theta)$, s'obté aquest vector en referència $qd0$, x_{qd0} .

$$[x_{qd0}] = T(\theta) [x_{abc}] \quad (\text{C.1})$$

La Transformada de Park que conserva el mòdul de les tensions i intensitats presenta l'expressió analítica:

$$T(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{C.2})$$

A la Figura C.1 es representa el pla qd on queden expressat el vector després d'aplicar-li la Transformada de Park, suposant que el sistema és simètric i equilibrat (i per tant, té component homopolar nul·la).

Com que la matriu $T(\theta)$ és invertible, es pot expressar un vector x_{qd0} en la referència abc aplicant-li la Transformada de Park inversa, $T(\theta)^{-1}$. Es té:

$$[x_{abc}] = T(\theta)^{-1} [x_{qd0}] \quad (\text{C.3})$$

on la Transformada de Park inversa presenta la següent expressió:

$$T(\theta)^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{C.4})$$



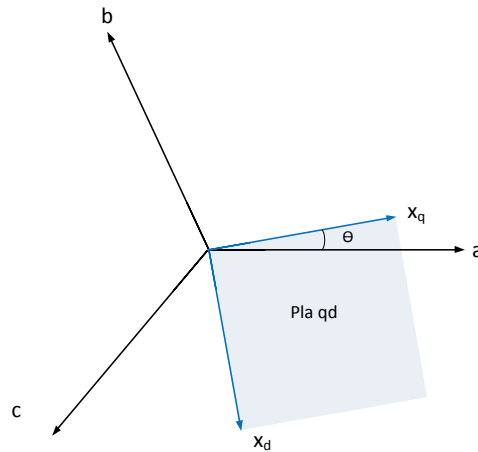


Figura C.1: Representació del pla qd

C.2 Transformada de Clarke

Un cas particular de la Transformada de Park, amb $d\theta/dt = 0$ és la Transformada de Clarke i es diu que treballa amb referència estacionària. Aquesta transformació, amb $\theta = 0$ presenta l'expressió:

$$T_{Clarke} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (C.5)$$

I la seva inversa:

$$T_{Clarke}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (C.6)$$

Per tant, la Transformada de Park també es pot interpretar com una transformació geomètrica que combina la Transformada de Clark amb una rotació.



Apèndix D

Pressupost

D.1 Introducció

El pressupost d'aquest projecte contempla les tasques de recerca i desenvolupament del model estudiat, així com la seva simulació. No es té en compte cap muntatge experimental. El pressupost té validesa d'un mes a partir de la data de la firma.

D.2 Pressupost per la modelització

Seguidament es presenta el pressupost desglossat en tres partides: maquinari, programació i mà d'obra. Es considera que la realització del projecte té una duració de sis mesos i que el període d'amortització del maquinari i del programari és de quatre anys.

D.2.1 Pressupost del maquinari

La Taula D.1 mostra els costos del projecte en concepte de maquinari.

Concepte	Preu unitari	Unitats	Cost amortitzat
Ordinador sobretaula (HP Pavilion)	532 €	1	67 €
Monitor Dell TM de 17"	119 €	1	15 €
Total	-	-	81 €

Taula D.1: Pressupost del maquinari

D.2.2 Pressupost del programari

La Taula D.2 mostra els costos del projecte en concepte de programari.

Concepte	Preu unitari	Unitats	Cost amortitzat
MATLAB [®]	2.100 €	1	263 €
DIgSILENT Power Factory [®]	10.000 €	1	1.250 €
Total	-	-	1.513 €

Taula D.2: Pressupost del programari



D.2.3 Pressupost de mà d'obra

La Taula D.3 mostra els costos del projecte en concepte de mà d'obra.

Concepte	Preu/hora	Hores	Cost total
Hores de disseny i investigació	40 €	220	8.800 €
Hores de programació	40 €	150	6.000 €
Hores de redacció	40 €	150	6.000 €
Total	-	-	20.800 €

Taula D.3: Pressupost de mà d'obra

D.2.4 Pressupost total del projecte

La taula D.4 mostra el pressupost total del projecte.

Concepte	Cost
Pressupost del maquinari	81 €
Pressupost del programari	1.513 €
Pressupost de mà d'obra	20.800 €
Total (sense IVA)	22.394 €
Total (amb IVA 18%)	26.425 €

Taula D.4: Pressupost total del projecte

El pressupost total per a la concepció, redacció i presentació de l'estudi ascendeix a 26.425 €.

Data: 2 d'abril de 2011

Signatura: Mònica Aragüés Peñalba



Apèndix E

Impacte ambiental

E.1 Introducció

L'impacte ambiental està estructurat en tres fases: la de construcció, la de funcionament i la desmantellament del parc eòlic marí i del sistema de transmissió fins la xarxa terrestre. Abans d'analitzar l'impacte associat a cadascuna de les fases s'estudien els efectes de la ubicació del parc eòlic marí i del sistema de transmissió.

E.2 Efectes de la ubicació

E.2.1 Impacte sobre l'ecosistema

La instal·lació de parcs eòlics marins afecta a la fauna i flora del seu ecosistema. Per aquest motiu, cal avaluar les conseqüències d'aquest tipus de construccions en les espècies de la zona i el temps de recuperació de la fauna. Així mateix, no es podrà dur a terme la construcció de parcs eòlics en zones en la qual hi ha ecosistemes marins protegits.

Serà també necessari tenir en compte les rutes de migració dels ocells, a més d'instal·lar avisos lluminosos i evitar el xoc de les aus amb els aerogeneradors.

E.2.2 Impacte sobre la pesca i el trànsit marítim

A més de tenir en compte l'impacte directe sobre l'ecosistema marí i hi ha sectors econòmics que es poden veure afectats per la construcció del parc eòlic marí. El major impacte es produeix en el sector de la pesca, el qual veurà com l'activitat pesquera serà prohibida o disminuïda dràsticament en les zones pròximes al parc eòlic. Com a contra partida s'ha de mencionar que aquest fet ajudarà a recuperar la fauna marina en aquesta zona, ja que la prohibició de la pesca afavorirà el seu creixement.

Un altre sector afectat directament per la construcció d'un parc eòlic és el trànsit marítim, el qual pot entrar directament en conflicte amb la ubicació. S'ha de comprovar si la ubicació afecta les rutes de navegació o a les activitats marítimes que es porten a terme en el litoral. Per aquest motiu s'ha d'estudiar detalladament les rutes de trànsit habituals, les zones de navegació de particular i les possibles alternatives en el seu cas.



E.2.3 Impacte sobre el paisatge

Un dels punts de més conflicte a l'hora d'ubicar un parc eòlic tan marítim com terrestre és el seu impacte sobre el paisatge. En una zona com Catalunya on el litoral té una gran bellesa hi ha moltes persones que creuen que la construcció dels parcs eòlics marítics pot afectar de forma negativa un dels sectors econòmics més importants, com és el turisme. Per aquest motiu, s'ha de mirar que l'impacte sobre el paisatge sigui mínim. Una forma de reduir-lo és considerar la distància a la qual s'ha d'ubicar el parc per tal que sigui el menys visible des del litoral.

E.3 Fase de construcció

En aquest apartat s'analitza l'efecte de la construcció del parc eòlic marí i del sistema de transmissió fins la xarxa terrestre.

E.3.1 Impacte sobre l'ecosistema

Durant la construcció dels parcs eòlics marins, els fons marí es veu afectat per diferents motius. En primer terme, per la col·locació dels aerogeneradors cimentats en el fons marí. En segon terme, la col·locació del cablejat necessari, que obligarà a realitzar un rasa en el fons marí. Degut al moviment del fons marí l'aigua quedarà afectada i durant un temps contindrà més partícules de les habituals.

La instal·lació del parc eòlic requerirà temporalment la presència de maquinària que produirà un impacte visual i sonor i generarà unes emissions de diòxid de carboni considerables.

E.3.2 Impacte sobre la pesca i el trànsit marítim

En referència a la pesca i el trànsit marítim es veuran afectats en la mesura dels impactes considerats a la Secció E.2.2 i tenint en compte que són sempre transitoris.

E.3.3 Impacte sobre el paisatge

En la fase de construcció hi haurà un gran impacte visual i sonor degut a la maquinària usada. En especial en la fase de construcció de la connexió a la xarxa terrestre en la qual hi haurà moments que la maquinària treballarà a la costa o en la seva proximitat.

E.4 Fase de funcionament

En aquest apartat s'analitza l'efecte del funcionament del parc eòlic marí i del sistema de transmissió fins la xarxa terrestre.

E.4.1 Impacte sobre l'ecosistema

La fauna i la flora de la zona es pot veure afectats durant la vida útil del parc eòlic, sobretot les aus, que poden estar exposades a xocs amb les pales dels aerogeneradors, com es dona en els cas dels parcs eòlics terrestres. D'altra banda, el fons marí una vegada construït el parc no ha d'experimentar cap més canvi, però necessitarà un llarg període de temps per recuperar-se dels danys causats i dels canvis externs produïts en el medi. Un altre punt a tenir en compte



pel medi és la contaminació acústica que genera el parc.

Durant la vida útil del parc eòlic marítim poden aparèixer diferents problemes no previstos en la fase inicial com són avaries o col·lisions de vaixells, que podrien generar contaminacions químiques per vessaments.

Malgrat els efectes negatius sobre l'ecosistema, no s'ha d'oblidar que l'energia obtinguda amb recursos eòlics pot substituir l'energia generada per una central que produeix emissions de gasos contaminants (per cada kWh produït s'emeten 0,3 kg de diòxid de carboni) i implica una reducció pràcticament total en el cost de matèries primeres.

E.4.2 Impacte sobre la pesca i el trànsit marítim

L'impacte sobre la pesca i el trànsit marítim ja s'ha considerat en la Secció E.2.2.

E.4.3 Impacte sobre el paisatge

Durant la vida útil del parc eòlic no ha hi de haver un gran impacte sobre el paisatge, degut a que en l'estudi previ s'ha escollit la millor ubicació possible. Per tant, des del litoral l'impacte visual i sonor han de ser mínim o imperceptible.

E.5 Fase de desmantellament

La vida útil estimada per un parc eòlic és d'uns 25 anys. El desmantellament d'aquesta instal·lació a priori no ha de representar un gran efecte sobre l'ecosistema i el paisatge més enllà dels mitjans requerits per realitzar-lo. Però s'ha d'avaluar i estudiar detalladament, ja que el ser una sistema bastant innovador presenta algunes incerteses en aquest punt.





Bibliografia

- [1] J. Arrillaga. *High Voltage Direct Current Transmission*. Institution of Electrical Engineers, London, U.K., 2nd edition, 1998. 19
- [2] N.M. Kirby, L. Xu, M. Lockett, and W. Siepmann. HVDC transmission for large offshore wind farms. *Power Engineering Journal*, 16(3):135–141, 2002. 19
- [3] W. Lu and Boon-Teck Ooi. Dc overvoltage control during loss of converter in multiterminal voltage-source converter-based hvdc (m-vsc-hvdc). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(3):915–920, July 2003. 19
- [4] W. Lu and Boon-Teck Ooi. Optimal acquisition and aggregation of offshore wind power by multiterminal voltage source hvdc. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(1):201–206, 2003. 19
- [5] W. Lu and Boon-Teck Ooi. Premium quality power park based on multi-terminal hvdc. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2):978–983, April 2005. 19
- [6] Friends of the Supergrid. <http://www.friendsofthesupergrid.eu/>. 19
- [7] Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, Janaka Ekanayake, Rose King, and Nicholas Jenkins. Topologies of multiterminal hvdc-vsc transmission for large offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, 81(2):271–281, 2011. 19
- [8] Lie Xu, Liangzhong Yao, and Masoud Bazargan. Dc grid management of a multi-terminal hvdc transmission system for large offshore wind farms. *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09*, pages 1–7, 2009. 19
- [9] Lie Xu, B.W. Williams, and Liangzhong Yao. Multi-terminal dc transmission systems for connecting large offshore wind farms. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pages 1–7, jul. 2008. 19
- [10] J. Liang, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake, and N. Jenkins. Control of multi-terminal VSC-HVDC transmission for offshore wind power. In *EPE2009, 13th European conference on Power Electronics and Applications*, 2009. 19
- [11] Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, Janaka Ekanayake, and Nicholas Jenkins. Voltage-current characteristics of multiterminal hvdc-vsc for offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, 81(2):440–450, 2011. 19
- [12] J. Gutiérrez J.I. Frau. Transporte de energía eléctrica en corriente continua: Hvdc. (361), 2005. 21
- [13] F.Vijay K. Sood. *Hvdc and Facts Controllers. Applications of Static Converters in Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 2004. 22



- [14] ABB. Technical description of hvdc light technology. pages section 4.2.1–80 kV modules, type M1. 24, 85, 87
- [15] H. Polinder J. Slootweg and W. L. Kling. *Wind power in power systems*. Willey, 2005. 46
- [16] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. Mc.Graw Hill, Inc, 1993. 47, 48
- [17] Z. Lubosny. *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*. Springer, 2003. 49, 62, 85
- [18] J. M. Velasco. *Sistemas Eléctricos de Potencia*. Edicions UPC, 2000. 52
- [19] Philippe Barrade. *Électronique de puissance*. Presses polytechniques et universitaires romandes, 2006. 54
- [20] S Bergas A. Sudrià, S. Galceran and J. Rull. Metodologia de síntesis de convertidores estáticos. *XI Reunión de Grupos de Investigación en Ingeniería Elèctrica*, 2001. 54
- [21] L. Harnefors and H.-P. Nee. Model-based current control of ac machines using the internal model control method. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 34:133–141, 1998. 56
- [22] Se-Kyo Chung. A phase tracking system for three phase utility interface inverters. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 15:431–438, 2000. 58
- [23] Vladislav Akhmatov. *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Kluwer Academic Publishers, PhD thesis, 2003. 62
- [24] T.Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. Wiley, 2005. 62, 85
- [25] A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, A. Sudria-Andreu, R. Villafafila-Robles, and J. Rull-Duran. Response of fixed speed wind turbines to system frequency disturbances. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(1):181–192, 2009. 85
- [26] Adrià Junyent-Ferré, Oriol Gomis-Bellmunt, Andreas Sumper, Marc Sala, and Montserrat Mata. Modeling and control of the doubly fed induction generator wind turbine. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 18(9):1365 – 1381, 2010. 85
- [27] Chang Hsin Chien and Richard W.G. Bucknall. Analysis of harmonics in subsea power transmission cables used in vsc-hvdc transmission systems operating under steady-state conditions. *Power delivery, IEEE Transactions on*, 22(4), October 2007. 89, 92
- [28] L.M. Wedepohl and D.J. Wilcox. Panel session on data for modeling system transients insulated cables. *IEEE PES*, 2001. 9, 91, 93
- [29] T.Worzyk. *Submarine Power Cables*. Springer, 2009. 92

