



HAL
open science

Etude de l'intégration des systèmes houlomoteurs au réseau électrique : Développement d'un modèle " de la vague au réseau électrique "

Hélène Clemot

► **To cite this version:**

Hélène Clemot. Etude de l'intégration des systèmes houlomoteurs au réseau électrique : Développement d'un modèle " de la vague au réseau électrique ". Energie électrique. École centrale de Nantes, 2017. Français. NNT : 2017ECDN0048 . tel-02124161

HAL Id: tel-02124161

<https://theses.hal.science/tel-02124161>

Submitted on 9 May 2019

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Thèse de Doctorat

Hélène CLEMOT

*Mémoire présenté en vue de l'obtention
du grade de Docteur de l'Ecole Centrale de Nantes
Sous le label de l'UNIVERSITÉ BRETAGNE LOIRE*

École doctorale : Sciences Pour l'Ingénieur

Discipline : Génie électrique

Unité de recherche : Laboratoire de recherche en Hydrodynamique, Energétique et Environnement Atmosphérique

Soutenue le 18 décembre 2017

Etude de l'intégration des systèmes houlomoteurs au réseau électrique

Développement d'un modèle « de la vague au réseau électrique »

JURY

Président : **Benbouzid Mohammed**, Professeur, Université de Bretagne Occidentale

Rapporteurs : **Bacha Seddik**, Professeur, Université Grenoble Alpes (UGA)
Sechlaru Manuela, Professeur, Université de technologie de Compiègne

Examineur: **Blavette Anne**, Maître de Conférence, ENS Rennes

Directeur de thèse : **Tran Quoc Tuan**, Professeur, INSTN (Université Paris Saclay), CEA INES

Co-directeur de thèse : **Babarit Aurélien**, HDR, Ecole Centrale de Nantes
Co-encadrant de thèse : **Dupriez-Robin Florian**, Docteur, CEATech Pays de la Loire

Remerciements

Ce travail a été le fruit d'une collaboration entre trois équipes différentes : l'équipe du LHEEA de l'Ecole Centrale de Nantes, celle de la plateforme régionale de recherche technologique du CEA à Nantes et celle du LSEI au CEA à l'INES.

Je remercie donc mes trois encadrants, Tuan Quoc Tran, Florian Dupriez Robin et Aurélien Babarit, qui ont rendu cette collaboration possible. Tuan pour la direction de cette thèse et pour s'être rendu disponible régulièrement malgré la distance et sa charge de travail importante. Merci aussi de m'avoir laissée libre de venir travailler à l'INES dès que j'en ressentais le besoin.

Florian merci d'avoir porté le projet SEASTORAGE pendant ces trois ans, ce qui a permis la mise en place de la plateforme de simulation pHiL et a donc rendu possible mes derniers tests en octobre. Merci aussi pour ta patience pour m'expliquer les notions d'électrotechniques qui m'échappaient ou dont je ne soupçonnais pas l'existence ! Et merci pour tes conseils sur la partie non scientifique de la thèse et la vie au CEA.

Aurélien merci pour tes nombreux conseils, ta patience, tes remarques toujours pertinentes (sur un domaine qui ne t'étais pas forcément familier !) et pour ta disponibilité et ton soutien. Merci aussi de m'avoir permis de m'intégrer si facilement au sein du LHEEA.

Je tiens aussi à remercier l'ensemble de mon jury de thèse et plus particulièrement les deux rapporteurs de mon manuscrit, Manuela Sechilariu et Seddik Bacha, dont le regard extérieur sur mes travaux a été très apprécié. Je souhaite également remercier Mohamed Benbouzid d'avoir accepté de présider ce jury, et Anne Blavette dont les travaux m'ont beaucoup inspirée et qui a accepté à la fois de faire partie de mon comité de suivie de thèse et du jury.

Un grand merci à Clément, Begoña et Tony pour leur aide sur les simulateurs temps réels et plateformes Hardware-in-the-Loop. Sans vous, votre patience et votre grande disponibilité les idées que nous avons sur ces sujets n'auraient jamais pu se concrétiser ! Merci Begoña et Tony pour votre soutien lors de mes venues à l'INES.

Merci aussi à Nicolas Martin qui a toujours facilité ces visites à l'INES et m'a toujours accueillie comme faisant partie du LSEI.

Je tiens aussi à exprimer toute ma reconnaissance à Anne, Sonia, Laurence et Adrien pour votre aide précieuse sur des sujets très variés touchant à la vie de laboratoire.

J'en viens maintenant au remerciements moins formels. Merci à l'équipe de l'INES, qui m'a toujours donné envie d'y retourner : Elvira, Phuong, Eiko, Kanghkana, Farouk, Stéphane, Audrey, Gabin et tous les autres !

Et puis bien entendu merci à tous les doctorants de Centrale que j'ai pu croiser durant ces 2 ans et demi à Nantes et plus particulièrement à mes camarades de bureau et à la team

Tup' : Francesc notre Catalan international, merci d'avoir largement contribué à faire de notre bureau un haut lieu de gastronomie du bâtiment D. Paulo merci d'avoir souvent égayé mes journées avec tes nouvelles idées en tout genre. Marie C., pour ces grandes discussions (en général autour d'un bon repas;)). Marie R., qui m'a bien aidée à trouver l'énergie nécessaire pour finir rapidement mon manuscrit et pour ces samedi (mémorables?) au labo, mais aussi pour tous ces apéros et autres en dehors. Évidemment, je n'oublie pas mes 2 partenaires de la Belle équipe du tri-relais : Vincent A., "nouveau doctorant", pour tes blagues toujours fines, pour tes expériences culinaires et autres... c'est pépite ! Et Maïté, pour tout le temps passé ensemble, mes essais pour aller courir avec toi, les sorties piscines, les after-works, etc. Toujours motivée !

Et puis tous les doctorants/anciens doctorants qui ont grandement contribué à embellir ces années à Nantes : Pedro, Camille, Boris, Louis, Vincent L., Laëticia (binôme de choc pour l'organisation des mini-séminaires!), Charles, Pierre-Yves, Catherine, Marion, Baptiste, Benjamin et tous les autres.

J'en profite pour remercier aussi l'équipe des "vieux" nageurs aux bonnets jaunes, sans qui mon passage à Nantes aurait été beaucoup moins drôle (et moins fatigant... ;)).

Dernier paragraphe de remerciements pour mes amis des quatre coins de la France, qui m'ont soutenue pendant ces trois ans, même si parfois ils se demandaient bien quelle mouche m'avait piquée de vouloir aller faire de l'électrotechnique ! Mention spéciale à Maëlle, merci pour ton colis réconfortant de fin de thèse, et aux Rennais !

Et puis merci à mes parents et mes soeurs, pour leur soutien depuis des années (et merci pour l'exemple, Marie) ! Et bien sûr, merci Guillaume... pour l'énorme patience dont tu as fait preuve et pour ton soutien indéfectible.

Table des matières

Avant-propos	1
1 Introduction	3
1.1 Contexte et état de l'art sur la houlogénération et l'intégration au réseau de sources d'énergie fluctuantes	3
1.1.1 L'énergie de la houle	3
1.1.1.1 Formation et diffusion des vagues	3
1.1.1.2 Caractérisation et représentation de la houle	4
1.1.1.3 Prédiction des états de mer	6
1.1.1.4 Estimation de la ressource mondiale	7
1.1.2 Les systèmes houlomoteurs	8
1.1.2.1 Trois grands principes de récupération de l'énergie de la houle	8
1.1.2.2 Chaînes de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique - Power Take Off (PTO)	12
1.1.2.3 Sites d'essais en mer	17
1.1.3 Intégration au réseau électrique	19
1.1.3.1 Les contraintes imposées par les gestionnaires de réseaux	19
1.1.3.2 Lissage de la puissance produite	29
1.2 Objectifs et positionnement scientifique de la thèse	34
2 Étude des profils de tension et de courant - mise en place d'un modèle wave-to-wire	37
2.1 La modélisation wave-to-wire	37
2.2 Discussion sur l'architecture électrique de la ferme et le mode de transport de l'électricité choisis pour le modèle wave-to-wire	38
2.3 Étape d'absorption - Cas d'étude du houlogénérateur SEAREV	42
2.4 Étape de génération	44
2.5 Étape de conversion	48
2.5.1 Introduction aux modèles moyens	49
2.5.2 Redresseur	49
2.5.3 Hacheur survolteur	52
2.5.3.1 Modèle du hacheur survolteur	52
2.5.3.2 Contrôle du couple électromagnétique à l'aide du hacheur survolteur	54
2.5.4 Onduleur	59
2.5.4.1 Modèle de l'onduleur	59
2.5.4.2 Régulation de la tension du bus DC et de la puissance réactive	62
2.5.5 Comparaison entre les modèles moyens et les modèles détaillés	64
2.5.6 Câble et réseau électrique	65

2.6	Prise en compte des pertes le long de la chaîne	68
2.7	Conclusion	74
3	Étude de la qualité de la puissance injectée au réseau à l'aide du modèle wave-to-wire	75
3.1	Contrainte de flicker	76
3.1.1	Calcul du flicker - le flickermètre	76
3.1.2	Évaluation du flicker pour différents états de mer	79
3.1.3	Influence des caractéristiques du réseau électrique (angle d'impédance et niveau de court-circuit) sur le coefficient de flicker P_{st}	80
3.1.4	Influence du câble de transport	82
3.2	Variations de tension	83
3.3	Alimentation sans faille (Fault Ride Trough FRT)	86
3.4	Échelon de tension lors de la connexion ou de la déconnexion	89
3.5	Fluctuations de puissance instantanée	90
3.6	Conclusion	92
4	Lissage de la puissance injectée au réseau électrique	95
4.1	Intégration d'un système de stockage dans la chaîne wave-to-wire	95
4.1.1	Choix du système de stockage - Les supercondensateurs	95
4.1.2	Gestion de l'énergie dans le système de stockage	96
4.1.2.1	Filtre passe-bas	96
4.1.2.2	Filtre à moyenne glissante	98
4.1.2.3	Limiteur de rampe	99
4.1.3	Dimensionnement du système de stockage d'énergie	100
4.1.3.1	Première estimation de la capacité nécessaire à l'aide du modèle énergétique du système de stockage	101
4.1.3.2	Optimisation du coût du stockage et prise en compte du vieillissement et des pertes	102
4.1.3.3	Exemples de dimensionnement du module de supercondensateurs et coût associé	104
4.1.4	Intégration du stockage au modèle wave-to-wire	109
4.1.4.1	Le modèle de supercondensateur	109
4.1.4.2	Modélisation du convertisseur	114
4.1.4.3	Gestion du système de stockage	116
4.1.5	Étude de la qualité de la puissance injectée au réseau avec l'apport du stockage	120
4.2	Étude du lissage dû à la dispersion spatiale des systèmes houlomoteurs	124
4.2.1	Connexion de plusieurs systèmes SEAREV dans le modèle wave-to-wire	126
4.2.2	Ajout d'un système de stockage dans la ferme houlomotrice	128
4.3	Conclusion	130
5	Simulation temps réel et hardware in the loop	133
5.1	Utilisation d'un simulateur temps réel	134
5.1.1	Pourquoi la simulation temps réel ?	134
5.1.2	Implémentation d'un simulateur temps-réel pour le modèle wave-to-wire	134
5.2	Intégration d'équipements hardware réels dans le modèle	140
5.2.1	La simulation Hardware in the loop	140
5.2.2	Plateforme SEASTORAGE	143

5.2.3	Utilisation du banc d'essai - quelques résultats	147
5.3	Conclusion	150
6	Conclusion générale et perspectives	153
6.1	Bilan et conclusions	153
6.2	Poursuite des travaux en cours et perspectives	155
	Annexes	157
	A1 : Modèle hydro-mécanique du SEAREV sous Matlab Simulink	157
	A2 : Vérification de la conformité du flickermètre utilisé dans le modèle wave-to-wire	165

Table des figures

1.1	Spectre de Pierson Moskowitz pour un état de mer complètement développé et pour différentes vitesses de vent	5
1.2	Principe des systèmes à déferlement	8
1.3	Principe du Tapchan	9
1.4	Principe d'une colonne d'eau oscillante	10
1.5	Le LIMPET	10
1.6	Le Pelamis	11
1.7	Le dispositif CETO	11
1.8	Archimede Wave Swing	12
1.9	Schéma simplifié du PTO hydraulique du Pelamis	14
1.10	Principaux sites d'essais en mer des technologies houlomotrices en Europe	18
1.11	Loi de régulation locale $Q=f(U)$	23
1.12	Gabarit de tenue au creux de tension d'une unité de production d'électricité donné par l'ENTSO-E	25
1.13	Limites de capacité de tenue aux creux de tension données par les codes de réseau de différents pays	26
1.14	Exemple de profil de puissance mécanique moyenne produite par le SEAREV pour chaque état de mer rencontré sur le site du SEMREV pendant une année	28
1.15	Comparaison entre différentes technologies de stockage	31
1.16	Plan de Ragone	32
2.1	Diagramme de la chaîne wave-to-wire dans le cas d'un convertisseur direct	38
2.2	Comparaison du coût des transmissions HVDC et HVAC en fonction de la longueur de la ligne	40
2.3	Schéma Simulink du modèle wave-to-wire	41
2.4	Illustration du houlomoteur SEAREV	42
2.5	Schémas du système houlomoteur SEAREV version hydraulique (a) et version tout électrique (b)	43
2.6	Représentation des forces magnétomotrices du rotor par des courants d'enroulement équivalents dans le repère dq	45
2.7	Circuits électriques équivalents pour le modèle de la machine synchrone à aimants permanents (a) axe d (b) axe q	46
2.8	Exemple de profil de tension en sortie de machine : allure générale de la phase A (a) et agrandissement : mise en évidence des trois phases (b)	50
2.9	Exemple de profil de courant en sortie de machine : allure générale (a) et agrandissement : mise en évidence des trois phases (b)	50
2.10	Exemple de profil de vitesse de rotation imposée à la génératrice électrique du SEAREV ($(H_s, T_p)=(3m, 6s)$)	51

2.11	Redresseur à diodes	51
2.12	Modèle moyen du hacheur survolteur (a) et modèle détaillé (b)	52
2.13	Schéma de la régulation du couple électromagnétique	54
2.14	Matrice d'occurrence des états de mer sur le site du SEMREV (en % pour un an)	55
2.16	Ecrêtage de la puissance mécanique	56
2.15	Puissance mécanique moyenne (kW) obtenue pour chaque état de mer avec le coefficient d'amortissement optimal	57
2.17	Résultats de la régulation du couple électromagnétique (paramètres de simulation : tableau 2.6) - (a) Profil de vitesse de rotation de la génératrice correspondant à la simulation, (b) consigne de couple électromagnétique (TEM^*)et couple réellement obtenu (TEMmes), (c) consigne de courant du hacheur survolteur (I_L^*) et courant réellement obtenu (I_L), (d) erreur mesurée lors de la régulation du courant	58
2.18	Résultats de la régulation du couple électromagnétique - variation brusque de la consigne de coefficient d'amortissement (paramètres de simulation : tableau 2.6) - (a) consigne de couple électromagnétique (TEM^*)et couple réellement obtenu (TEMmes), (b) consigne de courant du hacheur survolteur (I_L^*) et courant réellement obtenu (I_L), (c) erreur mesurée lors de la régulation du courant	59
2.19	Résultats de l'écrêtage de la puissance mécanique produite par le SEAREV et comparaison avec une simulation sans écrêtage (paramètres de simulation : tableau 2.7) - (a) Profil de vitesse de rotation de la génératrice avec et sans écrêtage, (b) couple électromagnétique avec et sans écrêtage, (c) consigne de courant du hacheur survolteur avec et sans écrêtage, (d) profils de puissance mécanique avec et sans écrêtage	60
2.20	Agrandissement du profil de puissance mécanique obtenu avec écrêtage	61
2.21	Modèle moyen de l'onduleur (a) et modèle détaillé (b)	61
2.22	Repères combinés pour la transformation de Park	62
2.23	Boucle de contrôle des tensions moyennes à appliquer aux bornes de l'onduleur	63
2.24	Régulation de tension du bus DC	64
2.25	Régulation de la puissance réactive et de la tension côté réseau	64
2.26	Résultats des régulations effectuées par les boucles de contrôle implémentées au niveau de l'onduleur (paramètres de simulation : tableau 2.6) - (a) Tension sur le bus DC, (b) tension mesurée en sortie de l'onduleur (côté réseau), (c) Puissance réactive mesurée en sortie de l'onduleur, (d) erreur mesurée lors de la régulation de puissance réactive	65
2.27	Comparaison entre les signaux de tension et de courant obtenus à l'aide de modèles détaillés et de modèles moyens (hacheur boost et onduleur)	66
2.28	Comparaison entre les signaux de couple électromagnétique obtenus à l'aide de modèles détaillés et de modèles moyens (hacheur boost et onduleur)	67
2.29	Section PI	67
2.30	Circuits électriques équivalents pour le modèle de la machine synchrone à aimants permanents prenant en compte les pertes fer (a) axe d (b) axe q	68
2.31	Circuit d'amortissement (snubber) pour les composants d'électronique de puissance	69
2.32	Évolution du rendement au niveau de la génératrice η_{gen} en fonction de l'état de mer	72

2.33	Évolution du rendement au niveau du convertisseur back-to-back η_{back} en fonction de l'état de mer	72
2.34	Évolution du rendement au niveau du câble η_{cable} en fonction de l'état de mer	73
3.1	Schéma d'un flickermètre	77
3.2	Vitesse de rotation relative du pendule du SEAREV pour trois états de mer	80
3.3	Niveau de flicker court terme P_{st} en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer .	81
3.4	Tension maximum mesurée sur une simulation (10min) en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer	84
3.5	Tension minimum mesurée sur une simulation (10min) en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer	85
3.6	Réponse de la chaîne wave-to-wire à un court circuit de 500ms sur la phase A au point de connexion	86
3.7	Réponse de la chaîne wave-to-wire à un court circuit triphasé de 150ms au point de connexion	87
3.8	Réponse de la chaîne wave-to-wire à un court circuit triphasé de 500ms au point de connexion	88
3.9	Illustration de l'échelon de tension créé au point de connexion en cas de déconnexion intempestive de l'unité de production	89
3.10	Profils de puissance active mesurée au point de connexion au réseau électrique pour trois états de mer différents	91
3.11	Agrandissement de la figure 3.10	91
3.12	Rapport de la puissance instantanée sur la puissance moyenne au point de connexion au réseau continental pour trois états de mer	91
4.1	Constante de temps optimale pour chaque état de mer rencontré sur le site du SEMREV (s)	98
4.2	Optimisation du filtre à moyenne glissante - Fenêtre temporelle minimum permettant d'avoir des variations de puissance inférieures à 10% de la puissance nominale par minute (s)	101
4.3	Calcul du minimum de l'espérance de coût sur le cycle de vie du système de stockage en fonction de son énergie nominale. Mise en avant des différentes contributions (pertes, vieillissement et investissement initial).	106
4.4	Modèle équivalent d'un supercondensateur	109
4.6	Modèles de la double couche électrique du supercondensateur d'après Helmholtz (a) Gouy et Chapman (b)	110
4.7	Représentation de la double couche électrique du supercondensateur selon Stern	111
4.8	Circuit équivalent du modèle de supercondensateur utilisé	112
4.9	Exemple de courbe de tension pour le modèle de supercondensateur	113
4.12	Représentations d'un convertisseur buck-boost - demi-pont (a) et en cascade (b) et (c)	115
4.13	Topologie la plus simple pour un convertisseur buck/boost bi-directionnel .	115
4.14	Modèle moyen du convertisseur DC/DC buck/boost bi-directionnel	115
4.15	Schéma de la gestion du système de stockage	116
4.16	Gestion de l'état de charge haut du module de supercondensateurs	117

4.17	Détermination du couple d'amortissement de référence à l'aide de l'état de charge du système de stockage	118
4.18	Gestion de l'état de charge bas du module de supercondensateurs	119
4.19	Exemple de lissage de la puissance à l'aide des supercondensateurs, avec et sans gestion de l'état de charge du système de stockage -(a) Etat de charge des supercondensateurs - (b) Puissance injectée au réseau électrique (kW) - (c) Puissance électrique produite par le système houlomoteur (kW)	121
4.20	Exemples de profils de puissance injectée au réseau électrique avec chaque stratégie de lissage et sans lissage, pour un état de mer $(H_s, T_p)=(3m, 9s)$ et une capacité de stockage de 10kWh	122
4.21	Profils d'état de charge du module de supercondensateurs correspondant aux profils de puissance injectée au réseau présentés sur la figure 4.20	122
4.22	Niveau de flicker court terme P_{st} en fonction de l'angle d'impédance du réseau, pour trois états de mer et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer, avec un système de stockage sur le bus DC	124
4.23	Tension maximale mesurée sur une simulation en fonction de l'angle d'impédance du réseau, pour trois états de mer et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer, avec un système de stockage sur le bus DC	125
4.24	Tension minimale mesurée sur une simulation en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$, pour trois états de mer, avec un système de stockage sur le bus DC	126
4.25	Réponse de la chaîne wave-to-wire avec un système de stockage à un court-circuit triphasé de 150ms au point de connexion au réseau électrique	127
4.26	Schéma du regroupement des systèmes SEAREV (sous forme de ligne, systèmes espacés de 500m)	128
4.27	Comparaison des profils de puissance injectée au réseau en fonction du nombre de systèmes houlomoteurs connectés entre eux	129
4.28	Profils de puissance injectée au réseau pour différentes capacité de stockage, pour une ferme de 5 houlomoteurs	130
4.29	Évolution de l'état de charge des supercondensateurs en fonction de la taille du stockage	130
5.1	Fonctionnement des amplificateurs de puissance Puissance + en mode générateur externe	135
5.2	Schéma du modèle utilisé pour les simulations effectuées sur la plateforme pHiL de l'INES	136
5.3	Comparaison des résultats obtenus avec le banc de simulation temps réel et avec le modèle numérique	137
5.4	Comparaison des résultats obtenus avec le banc de simulation temps réel pour différentes longueurs de câble	138
5.5	Réponse du modèle temps-réel à un court circuit monophasé de 500ms sur la phase A en amont du câble	139
5.6	Réponse du modèle temps-réel à un court circuit triphasé de 500ms en amont du câble	139
5.7	Profils de puissance obtenus avec le banc de simulation temps-réel lorsqu'un système de stockage de 25kWh est intégré dans la chaîne wave-to-wire. Simulation 1 : $P_{consigne}=150kW$ - Simulation 2 : $P_{consigne}=84kW$ - Simulation 3 : $P_{consigne}$ =paliers ($P_{moy,produite}$ sur 1min)	140

5.8	Profils de courant et d'état de charge du système de stockage obtenus avec le banc de simulation temps-réel lorsqu'un système de stockage de 25kWh est intégré dans la chaîne wave-to-wire. Simulation 1 : $P_{consigne}=150\text{kW}$ - Simulation 2 : $P_{consigne}=84\text{kW}$ - Simulation 3 : $P_{consigne}=\text{paliers}$ ($P_{moy,produite}$ sur 1min)	141
5.9	Profils d'état de charge du système de stockage obtenus avec le banc de simulation temps-réel pour différentes énergies nominales du système de stockage	142
5.10	Séparation du modèle en sous-systèmes fonctionnant à des pas de temps différents	142
5.11	Schéma de la plateforme HiL	145
5.12	Couplage du modèle wave-to-wire et de la plateforme HiL	146
5.13	Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 1	147
5.14	Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 2	147
5.15	Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 3	148
5.16	Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 4	148
5.17	Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 4bis	149
5.18	Résultats de simulation effectuée selon le mode 4 (émulation du SEAREV par le banc moteur)	150
5.19	Agrandissement des résultats de simulation effectuée selon le mode 4 (émulation du SEAREV par le banc moteur)	150

Liste des tableaux

1.1	Génératrices électriques envisagées ou testées sur des systèmes houlomoteurs directs à PTO électrique	17
1.2	Plage de fonctionnement en fréquence des unités de production d'électricité	21
1.3	Coefficients limites de contributions individuelles de flicker imposés par différents gestionnaires de réseaux	24
1.4	Contraintes sur le gradient de puissance active imposées par différents gestionnaires de réseau	27
2.1	Paramètres de la génératrice électrique	47
2.2	Paramètres de simulation	48
2.3	Tension de sortie du redresseur en fonction des diodes conductrices	51
2.4	Résultats de l'analyse de sensibilité du calcul de coefficient optimal d'amortissement par rapport au tirage aléatoire de la phase	55
2.5	Coefficient d'amortissement optimal ($MNm/(rad.s^{-1})$) pour chaque état de mer	56
2.6	Paramètres de la simulation illustrant la régulation du couple électromagnétique	57
2.7	Paramètres des simulations illustrant l'écrêtage de puissance	58
2.8	Étude de sensibilité sur les rendements de la chaîne électrotechnique par rapport à la durée de simulation- $(H_s, T_p)=(5m, 6s)$	70
2.9	Étude de sensibilité sur les rendements de la chaîne électrotechnique par rapport à la durée de simulation- $(H_s, T_p)=(3m, 9s)$	71
2.10	Analyse de sensibilité sur les rendements de la chaîne électrotechnique par rapport au caractère aléatoire de la phase de la houle - $(H_s, T_p)=(3m, 9s)$	71
3.1	Puissance mécanique moyenne obtenue pour les trois états de mer choisis pour une simulation de 30 minutes	76
3.2	Résumé des paramètres sélectionnés pour l'étude de l'impact du raccordement d'une unité de SEAREV au réseau électrique	76
3.3	Calcul du flicker pour différents états de mer, étude de sensibilité au nombre de classes choisi pour l'analyse statistique effectuée dans le bloc 5	79
3.4	Calcul du flicker pour différentes périodes de pic T_p	80
3.5	Calcul du flicker pour différentes hauteurs de houle H_s	80
3.6	Influence de la longueur de câble sur le coefficient de flicker P_{st} pour différents états de mer	82
3.7	Amplitude de l'échelon de tension (en %) créé au point de connexion au réseau lors de la déconnexion de l'unité de production en fonction de l'angle d'impédance et du niveau de court circuit, pour un état de mer $(H_s, T_p)=(5m, 6s)$ (déconnexion à $P=1MW$)	90

3.8	Amplitude de l'échelon de tension (en %) créé au point de connexion au réseau lors de la déconnexion de l'unité de production en fonction de l'angle d'impédance et du niveau de court circuit, pour un état de mer $(H_s, T_p)=(2m, 4s)$ (déconnexion à $P=290$ kW)	90
4.1	Sensibilité de l'optimisation du filtre passe-bas au caractère aléatoire du tirage de phase - résultats de l'optimisation pour différents tirages de phase et analyse statistique des résultats	97
4.2	Sensibilité de l'optimisation du filtre passe-bas au caractère aléatoire du tirage de phase - résultats de l'optimisation pour différents tirages de phase	98
4.3	Rampe maximum atteinte pour chaque état de mer, pour l'application d'un filtre passe-bas avec la constante de temps optimale	99
4.4	Sensibilité de l'optimisation de la fenêtre temporelle pour le filtre à moyenne glissante au caractère aléatoire du tirage de phase pour un état de mer $(H_s, T_p)=(3m, 9s)$ - Résultats de l'optimisation pour différents tirages de phase et analyse statistique des résultats	100
4.5	Optimisation du filtre à moyenne glissante - Maximum de variation atteint pour chaque état de mer (W/min)	100
4.6	Paramètres principaux des cellules Maxwell BCAP3000	104
4.7	Analyse des résultats de l'étude de sensibilité des dimensions de l'ESS par rapport au caractère aléatoire du tirage de phase - Capacité de stockage nécessaire pour différents profils de phase et analyse statistique des résultats pour 10 tirages de phase	105
4.8	Dimensionnement du système de stockage d'énergie pour différentes constantes de temps du filtre passe-bas	105
4.9	Capacité minimale du système de stockage (Wh) pour différentes stratégies de dimensionnement et différentes stratégies de lissage	106
4.10	Puissance moyenne injectée sur le réseau sur la durée de la simulation (1h) pour différents états de mer, pour les trois stratégies de lissage considérées	106
4.11	Paramètres du modèle de vieillissement des supercondensateurs Maxwell	107
4.12	Capacité optimale du système de stockage (Wh) pour un coût minimal, pour différentes stratégies de dimensionnement et différentes stratégies de lissage	107
4.13	Espérance de coût sur cycle de vie pour le système de stockage d'énergie, pour différentes stratégies de dimensionnement et différentes stratégies de lissage	107
4.14	Espérance de coût sur cycle de vie pour le système de stockage d'énergie en prenant en compte la succession des états de mer pendant un an sur le site du SEMREV	108
4.15	Pourcentage du temps, sur une année, pendant lequel le système de stockage ne permet pas de respecter la contrainte sur la fluctuation de puissance active imposée, pour chaque stratégie de dimensionnement	108
4.16	Dimensionnement du système de stockage pour un état de mer intermédiaire $(H_s, T_p)=(5m, 6s)$	109
4.17	Paramètres utilisés pour l'étude de l'apport du système de stockage sur la qualité de la puissance	120
4.18	Coefficient de flicker court-terme en fonction du nombre de systèmes hou-lomoteurs connectés entre eux.	128
4.19	Coefficient de flicker court-terme en fonction de la capacité de stockage, pour une ferme de 5 SEAREV	131

5.1	Quelques indicateurs de comparaison entre une simulation temps réel et une simulation effectuée à l'aide du modèle numérique	137
5.2	Coefficient de flicker court terme P_{st} calculé pour différents paramètres de réseau pour des simulations réalisées à l'aide de la plateforme temps-réel . .	138
5.3	État des signaux étudiés (simulés ou mesurés) pour chaque mode	149

Avant-propos

A l'heure de la transition énergétique, la diversification du mix énergétique est un objectif majeur. En effet, une meilleure répartition du bouquet d'énergies utilisées pour répondre au besoin d'un territoire contribue à réduire la dépendance aux énergies fossiles, à améliorer l'indépendance énergétique de ce territoire et à l'utilisation de ressources locales.

Pour permettre cette diversification, le développement de nouvelles sources d'énergie est indispensable et pour cela, l'océan se révèle être un précieux allié. Ce dernier contient en effet de nombreuses ressources énergétiques : énergie des courants, énergie du vent au large, énergie thermique des mers, énergie des vagues, énergie des gradients de salinité, énergie des marées ou encore énergie de la biomasse marine. Parmi celles-ci, l'énergie houlomotrice (énergie des vagues) présente un gisement énergétique important et encore peu exploité.

Bien que cette énergie, comme celle des courants, soit facilement prévisible (avec une précision de 98% sur une décennie !), la forme de la ressource induit des fluctuations importantes dans les profils de puissance produite, ce qui constitue l'un des principaux problèmes rencontrés pour le développement des systèmes houlomoteurs.

Si certains systèmes présentent un amorti dû à l'insertion de parties mécaniques ou pneumatiques dans le système de conversion ou à l'inertie du système, le profil de puissance électrique produite en sortie de houlogénérateur reste très fluctuant : il peut passer de 0W à 1MW en quelques secondes, soit la puissance cumulée d'environ 50 000 ampoules basses consommation ! Ces fluctuations peuvent détériorer la qualité de la puissance injectée sur le réseau, et donc celle de l'électricité fournie aux consommateurs. Tous les réseaux ne sont pas égaux par rapport à cette puissance fluctuante : les réseaux côtiers, souvent considérés comme des réseaux faibles (faible angle d'impédance et niveau de court-circuit), y seront particulièrement sensibles.

Si le développement et la modernisation des réseaux électriques, notamment pour accueillir les énergies renouvelables, constituent un élément essentiel de la transition énergétique, il est important que les producteurs d'énergie s'assurent aussi, de leur côté, de délivrer au réseau une puissance dont la qualité répond à certains critères imposés par les gestionnaires de réseau concernés. Pour cela, des outils doivent être mis en place afin de leur permettre de déterminer l'impact des installations sur le réseau électrique et leur conformité aux codes de réseaux, mais aussi d'identifier et de mettre en place des solutions appropriées si nécessaire.

Chapitre 1

Introduction

Ce chapitre, après avoir présenté l'énergie houlomotrice et les différents types de technologies envisagées à ce jour, expose les critères mis en place pour estimer la qualité de la puissance injectée sur les réseaux électriques, définis par différents codes de réseaux. Des solutions dont disposent les producteurs d'énergie pour améliorer la qualité de la puissance sont aussi présentées. Enfin, la dernière partie définit le positionnement scientifique et les objectifs de ces travaux de thèse.

1.1 Contexte et état de l'art sur la houlogénération et l'intégration au réseau de sources d'énergie fluctuantes

1.1.1 L'énergie de la houle

1.1.1.1 Formation et diffusion des vagues

La source d'énergie que l'on appelle énergie houlomotrice pourrait aussi faire partie de ce que l'on nomme communément l'énergie éolienne. En effet, si les vagues en mer peuvent être formées par les bateaux, ou encore par les tremblements de terre, elles sont majoritairement générées par l'action du vent.

Les turbulences du vent provoquent des fluctuations aléatoires de pression à la surface des océans, créant ainsi des déformations sur cette surface : les vagues. Leur croissance est ensuite accélérée par les différences de pression qu'elles subissent, générées elles aussi par l'action du vent. Les vagues, interagissant entre elles, croissent dans le sens de la longueur. Plus une vague est haute et possède une longueur d'onde importante, plus elle contient d'énergie. Cette énergie peut être transportée sur de grandes surfaces avec très peu de dissipation, jusqu'à ce que les vagues arrivent dans des zones de faibles profondeurs, près des côtes, où leur potentiel énergétique est dissipé.

La surface de la mer, déformée par le vent, tend à revenir vers sa position d'équilibre (horizontale) sous l'action de la gravité. La houle est donc qualifiée d'onde de gravité.

Les vagues, en s'éloignant de l'endroit où le vent leur a donné naissance, se régularisent et deviennent la houle. Cette dernière peut se propager sur de longues distance, même en l'absence de vent.

Pour une mer agitée, la période de la houle peut atteindre 25s et sa longueur d'onde 900m [1].

1.1.1.2 Caractérisation et représentation de la houle

Il est important de caractériser la houle afin de réaliser des estimations de puissance disponible ou encore de calculer la puissance qu'elle transporte en un point donné, selon un état de mer.

L'étude de la houle d'Airy, onde monochromatique et monodirectionnelle, a permis d'exprimer la puissance linéique d'une vague (puissance moyenne transportée par mètre de front d'onde, équation 1.1) en fonction de sa hauteur de crête à creux H (m) et de sa période T (s).

$$P \approx H^2 * T \quad (1.1)$$

Ainsi, il est possible de constater que plus la houle est lente (plus sa période est grande), plus la quantité d'énergie transportée est importante [2].

La houle est un phénomène irrégulier, elle est multidirectionnelle et multi-fréquentielle. Elle peut être considérée comme la superposition d'ondes monochromatiques de phases à l'origine aléatoires (les effets non-linéaires étant faibles, toutes les composantes circulent à des vitesses différentes et les phases peuvent être considérées comme non-corrélées).

Des bouées de mesure placées pendant un certain temps sur un site donné permettent de dresser des statistiques et d'établir des matrices de probabilité de houle (ou scatter diagrams) mensuels, ou même annuels, pour le site en question. Ces matrices peuvent par exemple se présenter sous la forme de tableaux précisant le nombre d'heure cumulées par an pour un état de mer représenté par un couple hauteur - période (H_s, T_p) .

Des enregistrements en mer ont mis en évidence que le spectre de houle est relativement stationnaire sur des durées de l'ordre de la demie-heure et présente une forme caractéristique. Un état de mer peut alors être modélisé par des spectres fréquentiels d'énergie sur plusieurs dizaines de minutes.

Il s'agit d'une représentation paramétrique simplifiée permettant de représenter le spectre d'énergie de la houle par quelques variables caractéristiques :

- La hauteur significative, H_s ou $H_{1/3}$, qui correspond à la hauteur de la moyenne du tiers supérieur de l'amplitude des vagues. Son carré est proportionnel à l'intégral du spectre monodirectionnel.
- La période de pic, T_P (période de la raie possédant la plus grande énergie dans le spectre).
- La largeur de l'étalement fréquentiel, γ .

Des paramètres directionnels sont aussi utilisés :

- Θ_P la direction moyenne à la fréquence du pic.
- σ l'étalement directionnel (écart type du spectre directionnel par rapport à Θ_P)

Les spectres bidirectionnels sont exprimés comme suit : $S(f, \theta) = J(f) * D(f, \theta)$, où :

- f est la fréquence (Hz)
- θ est la direction (rad)
- $J(f)$ est le spectre de houle
- $D(f, \theta)$ est la distribution directionnelle de l'énergie

Des fonctions analytiques semi-empiriques peuvent aussi être utilisées pour représenter ces spectres [1]. Le plus simple et plus couramment utilisé est le spectre de Pierson Moskowitz. Développé en 1964, il définit la distribution de l'énergie en fonction de la fréquence de la houle dans les océans. C'est un spectre basé sur une relation expérimentale, déterminée d'après des mesures effectuées dans l'Atlantique nord. Ces observations ont été remises à jour en 2003. Il décrit des états de mer complètement développés, c'est-à-dire pour lesquels les vagues sont en équilibre avec le vent.

Le spectre de Pierson Moskowitz, représenté sur la figure 1.1 [3], est défini par la formule suivante (équation 1.2) :

$$S(f) = \frac{A}{f^5} * \exp\left(-\frac{B}{f^4}\right) \quad (1.2)$$

où :

$$\begin{aligned} - A &= \frac{5}{16} \frac{H_{1/3}^2}{T_P^4} \\ - B &= \frac{5}{4} \frac{1}{T_P^4} \end{aligned}$$

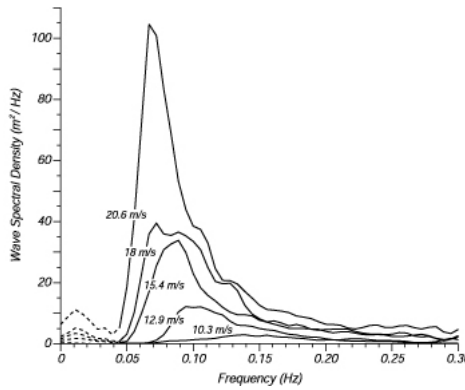


FIGURE 1.1 – Spectre de Pierson Moskowitz pour un état de mer complètement développé et pour différentes vitesses de vent

La hauteur significative est définie de la manière suivante, en fonction du moment d'ordre zéro de la densité spectrale m_0 , qui représente l'énergie total de la houle par unité de longueur (équation 1.3) :

$$H_s = 4\sqrt{m_0} \text{ et } m_0 = \int_0^{+\infty} (S(f)df) = \frac{\alpha * g^2}{4 * \beta * \omega_0^4} \quad (1.3)$$

Où :

- $\alpha = 8.1e^{-3}$
- $\beta = 0.74$
- $\omega_0 = g/U_{19.5}$
- $U_{19.5}$ est la vitesse du vent à une hauteur de 19.5m au-dessus de la surface de la mer (hauteur des anémomètres utilisés pour réaliser ce spectre). Cette grandeur peut être convertie, pour des hauteurs plus faibles par exemple

Le spectre JONSWAP (Joint North Sea Wave Project) est aussi très utilisé. Il prend en compte le fait qu'un état de mer n'est jamais complètement formé, à cause notamment des

interactions non-linéaires entre les vagues, même sur un temps et une distance très longs. Le spectre JONSWAP englobe le spectre de Pierson Moskowitz comme un cas particulier. L'équation suivante (équation 1.4) permet de le représenter [4]

$$S(f) = \frac{A}{f^5} * \exp\left(-\frac{B}{f^4}\right) * \gamma^{\exp\left(-\frac{(f-f_p)^2}{2*\sigma^2*f_p^2}\right)} \quad (1.4)$$

Où :

- f est la fréquence en Hz,
- $f_p = \frac{1}{T_p}$
- $A = \frac{5}{15} \frac{H_s^2}{T_p^4}$
- $B = \frac{5}{4*T_p^4}$
- σ est la largeur de spectre.
 $\sigma = 0.007$ si la fréquence est inférieure à la fréquence de pic
 $\sigma = 0.009$ si la fréquence est supérieure à la fréquence de pic.

Ces spectres empiriques sont utilisés pour approcher les données lorsqu'il n'est pas possible ou pas utile de connaître les spectres directs.

Ils peuvent notamment servir pour la prévision des états de mer, c'est à dire la détermination de la hauteur significative de la houle, la période de pic et la direction moyenne.

1.1.1.3 Prédiction des états de mer

Des codes de calculs ont été développés spécifiquement afin de déterminer l'état de mer à l'aide de données de prévision du vent. Les codes WaveWatchIII et SWAN [5] sont, par exemple, disponibles gratuitement et mis à jour régulièrement. Ils permettent de connaître les hauteurs minimale, maximale et moyenne de la houle à chaque point de longitude et de latitude, sa direction ainsi que des cartes spectrales.

- WaveWatchIII est un code développé par un consortium international coordonné par le service météorologique des Etats-Unis (NOAA/NCEP).
- SWAN (Simulating WAVesNearshore) est développé à l'Université Technologique de Delft. Il permet de modéliser l'état de mer du large à la côte (quelques dizaines de kilomètres). Il n'est pas recommandé pour une modélisation de vagues au large, contrairement à WaveWatchIII.
- Il existe aussi d'autres codes, comme WAM par exemple, très proche de SWAN mais plus utilisé à l'échelle océanique. Des modèles commerciaux (OceanWeather, DHI) ont aussi été développés, ainsi que des codes utilisés dans le domaine de la recherche (Exact-NL par exemple).

Ces codes calculent l'évolution de l'état de mer en le décomposant en un spectre d'ondes se propageant dans différentes directions et avec différentes périodes T . Ils prennent en compte leur propagation (dans l'espace et dans le temps, réfraction et changement de fréquence si le courant n'est pas nul et si la profondeur n'est pas stable) et des termes dit "de source", représentant la génération et la dispersion des vagues.

Ces derniers termes sont souvent des termes empiriques, dont la valeur est définie suite à des expérimentations en laboratoire ou des observations sur le terrain. Ils tiennent compte des interactions entre les vagues, des données de vent (pour la génération) et, pour la dissipation, du phénomène d'écrêtage, déjà présent lors de la formation des vagues, qui se produit dans les eaux plutôt profondes lorsque la hauteur de la vague devient large par rapport à la longueur d'onde. La dissipation à l'échelle du jour ou de la semaine est faible

par rapport à l'écrêtage mais reste importante à l'échelle de la vie de la houle. Quand la vague avance vers des profondeurs plus faibles les frottements avec le fond marin deviennent importants, ce qui augmente la dissipation.

Le champ de vagues peut-être reconstruit à partir d'un spectre donné : le plan spectral est recouvert par une grille et l'obtention du champ se fait en calculant l'intégrale de l'énergie sur une direction donnée. Les paramètres de sortie sont alors la hauteur significative, la fréquence de pic, la fréquence moyenne, la direction moyenne et l'étalement directionnel (en degrés).

1.1.1.4 Estimation de la ressource mondiale

La puissance de houle disponible autour du globe peut donc être calculée grâce aux codes de calculs comme WaveWatchIII ou SWAN.

Une représentation spectrale de la houle (spectre direct ou spectres approchés, JONSWAP, Pierson-Moskovitz, ...) est ensuite utilisée pour calculer la puissance de vague par unité de longueur de crête, qui peut être considérée comme une densité de puissance (équation 1.5) :

$$P = \frac{\rho * g^2 * m_{-1}}{4 * \pi} \tag{1.5}$$

Cette relation n'est valable qu'en grande profondeur d'eau.

- m_{-1} est le moment spectral (n-1) défini par $m_n = \int_0^{\infty} f^n S(f) df$ avec S le spectre de houle
- ρ est la densité de l'eau ($\rho = 1025 kg/m^3$)
- g est l'accélération due à la gravité ($g = 9,81 m/s^2$)

Cette puissance est ensuite convertie en densité de puissance directionnelle en fonction de la direction moyenne θ_m des vagues : $\underline{P} = \begin{pmatrix} P.\sin(\theta_m) \\ P.\cos(\theta_m) \end{pmatrix}$.

Afin de diminuer le temps de calcul, la valeur moyenne de la densité de puissance directionnelle est calculée sur un mois.

Pour déterminer la puissance des vagues arrivant sur les côtes, par pays, une ligne "tampon" a été définie à 30nm (nœuds marins) des côtes. Sur cette ligne, la puissance est calculée en un certain nombre de points (nœuds) définis au préalable (tous les kilomètres) en utilisant la grille du code WaveWatchIII au point le plus proche du nœud. La puissance totale de la ligne est ensuite calculée en additionnant les puissances de tous les nœuds et en multipliant par 1000 (1 nœud représente 1km de côte). La direction de propagation des vagues est considérée perpendiculaire à la tangente au nœud (produit scalaire de ce vecteur direction et du vecteur de la puissance). Cette méthode permet de transformer les données mensuelles en statistiques sur du long terme.

Ainsi, les valeurs suivantes sont déterminées [6] :

- Puissance totale des vagues incidentes sur les zones côtières dans le monde (en négligeant les pôles et certaines petites îles) : $2,11 \pm 0,05$ TW.
- Dont en Europe : 270 ± 20 GW (plus de 2300 TWh sur une année), ce qui correspond à l'ordre de grandeur de la consommation électrique européenne en 2015 selon les

données de l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) : le pic de consommation sur l'ensemble du système électrique a été de 528 GW cette année-là, et la consommation électrique totale de 3278 TWh.

— Et en France : 14 ± 3 GW.

1.1.2 Les systèmes houlomoteurs

Si l'idée de récupérer l'énergie contenue dans la houle n'est pas nouvelle, puisque les premiers brevets pour des machines exploitant les mouvements de pilonnement (composante verticale) des vagues datent de 1799 (brevets des frères Girard), elle est de nos jours pleinement d'actualité.

Une myriade de technologies a en effet vu le jour, mais il n'existe pas, à l'heure actuelle, de technologie prête à être déployée de manière commerciale.

Le système le plus connu est sans doute le Pelamis développé par la société Ocean Power Delivery (ce projet a néanmoins dû être abandonné suite à des difficultés financières de l'entreprise).

Cependant, l'idée d'exploiter l'énergie de la houle continue à faire son chemin et de nombreux laboratoires de recherche ou entreprises cherchent encore à développer des technologies pertinentes, fiables et stables.

Il existe plusieurs manières de classer les systèmes houlomoteurs, suivant leur forme (point absorbers, attenuators ou terminators), leur localisation (nearshore, onshore ou offshore) ou encore leur principe de fonctionnement. Cette dernière sera utilisée dans le cadre de ce travail pour présenter les systèmes houlomoteurs.

1.1.2.1 Trois grands principes de récupération de l'énergie de la houle

1.1.2.1.1 Systèmes à déferlement

Le principe des systèmes à déferlement est d'exploiter la différence de niveau entre un réservoir et le niveau de la mer. Les vagues sont guidées à l'intérieur de ce réservoir à l'aide d'une rampe inclinée dont le niveau moyen se situe au dessus du niveau de la mer (figure 1.2 [7]).

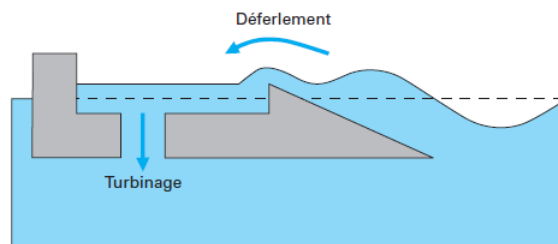


FIGURE 1.2 – Principe des systèmes à déferlement

L'énergie de la houle est ainsi transformée en électricité à l'aide de turbines basses-chute. Les systèmes à déferlement peuvent s'insérer directement dans les infrastructures existant sur les côtes (ouvrages portuaires ou de défense par exemple), ou être flottants. Les principaux inconvénients de ces systèmes sont qu'ils ne peuvent fonctionner que pour des états de mer assez énergétiques et que, lorsqu'ils sont très près des côtes, ils dépendent

fortement du phénomène de marée.

Exemples :

- Le Tapchan (pour Tapered Channel : Canal fuselé) : construit en 1985 sur la côte Norvégienne, à Toftstallen, par la société Norwave, il a fonctionné pendant six ans puis fut arrêté à la suite d'une tempête en 1991. Il fournissait une puissance moyenne de 350kW.

Le principe du Tapchan est illustré en figure 1.3 [1] [8].

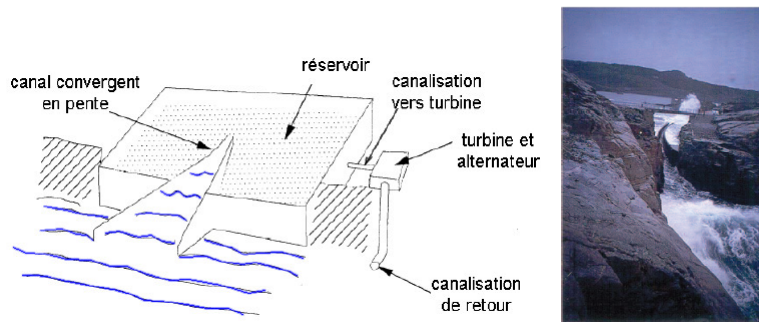


FIGURE 1.3 – Principe du Tapchan

- Le Wave Dragon, développé par Wave Dragon Aps au Danemark est un dispositif flottant et amarré. En fonction de l'état de mer, il est possible de changer la hauteur de flottaison du système par ballastage. La houle est guidée au moyen de deux bras, qui permettent aussi d'augmenter la hauteur des vagues.

Il s'agit d'un projet européen incluant Autriche, Danemark, Allemagne, Portugal, Suède, Irlande et Grande-Bretagne. Le système a une puissance maximale de 7 MW, avec une productivité annuelle de 20 GWh pour une ressource moyenne de 36 kW/m. Un prototype au 1/4.5 a été mis en service en 2003 (connecté au réseau) et testé jusqu'en 2005. Le prototype a été abandonné en 2011, année pendant laquelle Wave Dragon Aps commence le développement d'un démonstrateur de 1.5 MW pour la mer du Nord. Les tests commerciaux devaient débiter en 2012, pour le déploiement d'un démonstrateur commercial à pleine échelle (7MW).

Les plus grands défis pour le développement commercial de ce système sont son contrôle et sa stabilité à cause de sa forte dépendance à la direction des vagues.

1.1.2.1.2 Colonnes d'eau oscillantes

Les colonnes d'eau oscillantes fonctionnent comme un piston liquide : les vagues entrent dans une cavité ouverte dans sa partie supérieure, provoquant ainsi une élévation de la hauteur de la surface libre. L'air contenu dans la cavité est alors comprimé. Lorsque les vagues ressortent de la cavité, la hauteur de la surface libre diminue, ce qui crée une dépression et l'air à l'extérieur de la cavité est aspiré par l'ouverture dans la partie supérieure. Ce flux d'air alternatif est alors transformé en énergie électrique à l'aide de turbines à air bidirectionnelles.

La cavité peut être naturelle ou aménagée. Elle peut se situer sur la côte (Onshore) ou être embarquée sur une plateforme flottante (figure 1.4 [7]).

Exemples :

- Le LIMPET (Land Installed Marine Powered Energy Transformer), de puissance nominale 500 kW et développé par la société Wavegen (maintenant Voith hydro)

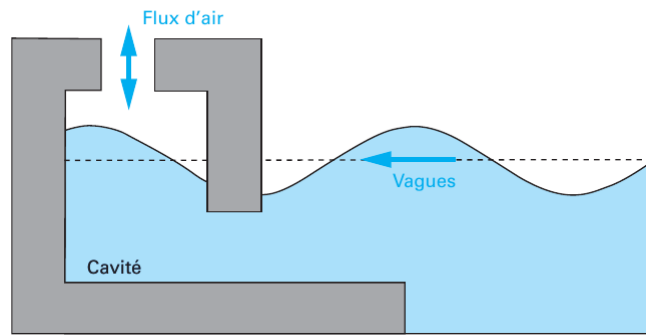


FIGURE 1.4 – Principe d'une colonne d'eau oscillante

est installé depuis 2001 en Ecosse et est raccordé au réseau électrique de Grande-Bretagne. La capacité du système a ensuite été dégradée à 250kW. Le LIMPET a été vendu à Ente Vasco de la Energia en Espagne qui prévoit d'installer 16 systèmes de LIMPET sur le brise lames du port de Mutriku (figure 1.5 [9]).



FIGURE 1.5 – Le LIMPET

- Un pilote de 400kW utilisé pour la recherche, European Oscillating Water Column Wave Power Plant, est installé sur l'île Pico au Portugal. Il est exploité par l'association WavEC créée en 2003. Créé initialement pour contribuer à l'alimentation électrique de l'île, il est plutôt utilisé actuellement comme centre de recherche et développement.

1.1.2.1.3 Systèmes à corps mus par la houle

Le mouvement de flotteurs, sollicités par la houle, est directement exploité pour fournir de l'énergie. Les systèmes peuvent subir des mouvements selon trois degrés de liberté en rotation (tangage, par rapport à l'axe transversal, roulis, par rapport à l'axe longitudinal, et lacet, par rapport à l'axe vertical) et trois en translation (cavalement, par rapport à l'axe longitudinal, pilonnement, par rapport à l'axe vertical, et embardée, par rapport à l'axe transversal).

Les mouvements exploités peuvent être les mouvements entre deux parties mobiles ou les mouvements entre une partie fixe et une partie mobile. Il s'agit de mouvements lents et alternatifs, et les efforts à générer pour récupérer l'énergie de la houle sont alors très importants.

Exemples :

- Le Pelamis, développé par la compagnie écossaise Ocean Power Delivery maintenant Pelamis Wave Energy Ltd., est composé de cylindres reliés entre eux par des articulations à deux degrés de liberté (figure 1.6 [10]). La houle entraîne des mouve-

ments entre deux cylindres. Ces mouvements sont, en partie, amortis par des vérins hydrauliques.

L'énergie est stockée sous forme pneumatique dans des cavités remplies de gaz et mises sous pression par de l'huile. Six moteurs hydrauliques entraînent chacun une génératrice asynchrone de 125kW.



FIGURE 1.6 – Le Pelamis

Une ferme de 3 Pelamis avait été installée au nord du Portugal, avec une puissance nominale de 2,25 MW et une production annuelle annoncée de 2,7GWh par unité pour une ressource de 55kW/m. Cette ferme a été déconnectée en 2008 pour cause de mauvais fonctionnement (module détérioré).

En 2010, la première machine de seconde génération était testée en Écosse (EMEC). Ce système a dépassé les 10 000 heures de connexion au réseau, mais il n'est pas laissé en mer quelles que soit les conditions climatiques : le cycle de test est structuré selon des séries d'états de mer, avec des hauteurs de vagues progressives, de manière à gérer progressivement les risques et l'adaptabilité du système et les problèmes inattendus. Il passe donc beaucoup de temps déconnecté.

Le projet Pelamis a été abandonné en 2014, suite à des difficultés financières de l'entreprise.

- Le CETO a été conçu par la société australienne Carnegie Wave Energy. Il s'agit d'un point absorber, c'est à dire un dispositif dont les dimensions sont faibles par rapport à la longueur d'onde de la vague, qui effectue des mouvements verticaux. Le CETO est totalement immergé. Les mouvements verticaux permettent de comprimer de l'eau de mer, qui est ensuite acheminée à terre où elle est utilisée pour la production d'eau désalinisée, à l'aide d'un osmoseur inverse, et pour la production d'électricité, à l'aide de turbines Pelton (figure 1.7 [11]).



FIGURE 1.7 – Le dispositif CETO

La nouvelle version du projet, CETO6, prévoit l'incorporation du système de production dans la ferme houlomotrice, en offshore et sous la surface, de manière à pouvoir bénéficier d'implantations plus profondes et plus éloignées des côtes. L'énergie

produite sera envoyée au réseau à l'aide d'un câble sous-marin. Ce projet de la première centrale électrique CETO connectée au réseau, Perth Wave Energy project, a été lancé le 18 février 2015.

- Le dispositif AWS (Archimede Wave Swing) exploite le mouvement de pillonnement (vertical) d'une bouée immergée. Il s'agit d'un flotteur cylindrique qui coulisse sous l'effet de la houle autour d'un autre flotteur fixé sur le fond de la mer. Le mouvement créé actionne une génératrice électrique linéaire en entraînement direct. La version pilote, testée en 2004, au large du Portugal, était dimensionnée pour une puissance crête de 2MW et une puissance nominale de 1MW. Le générateur linéaire est une machine à aimants permanents déposés en surface (figure 1.8). Le flotteur agit comme un piston. Lors de son mouvement il comprime et détend de l'air dans une chambre étanche mais aussi de l'azote dans des pistons. L'énergie annuelle récupérée annoncée est de 1.64GWh sur le site pilote portugais, soit 1640 heures à puissance nominale.



FIGURE 1.8 – Archimede Wave Swing

1.1.2.2 Chaînes de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique - Power Take Off (PTO)

Un système houlomoteur est composé de trois parties principales :

- Un mécanisme de réaction, mis en mouvement par l'action des vagues (Energy Capture Device ECD).
- Un système de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique (Power Take Off PTO).
- Un système de contrôle servant à ajuster le comportement dynamique du système à la houle incidente ou à différents aléas.

Une fois l'énergie des vagues captée par le système de récupération sous forme d'énergie mécanique, elle doit être convertie sous une forme utile. Cette dernière est, en général de l'électricité, mais d'autres vecteurs énergétiques (l'hydrogène, par exemple) pourraient aussi être envisagés.

Suivant le principe de système houlogénérateur considéré, la conversion en énergie électrique ne se fait pas de la même manière.

- Dans les colonnes d'eau oscillantes la conversion se fait au moyen de turbines à vitesse variable (turbines Wells) qui sont couplées à une machine à induction conventionnelle.
- Pour les systèmes à déferlement il s'agit plutôt de turbines à eau avec un générateur tournant classique.

- Pour les systèmes flottants plusieurs solutions peuvent être envisagées : la conversion peut être directe (PTO électrique, exemple AWS) ou indirecte (PTO hydraulique, exemple Pelamis).

Étant donnée la diversité des systèmes houlomoteurs, le développement d'une chaîne de conversion universelle n'est pas envisageable. Le PTO est spécifique à chaque technologie, même si deux grands principes apparaissent : les PTO hydrauliques et les PTO à conversion directe, ou PTO électriques.

1.1.2.2.1 Conversion indirecte - PTO hydraulique

Le mouvement du système de récupération de l'énergie des vagues est utilisé pour actionner des vérins hydrauliques (énergie mécanique) qui pompent de l'huile à partir d'un réservoir basse pression dans des accumulateurs pneumatiques. L'huile sous pression (énergie hydraulique) est ensuite envoyée dans un moteur hydraulique à cylindrée variable couplé à une génératrice électrique conventionnelle.

Une alternative serait d'utiliser un mécanisme de pompage de l'eau, qui ferait fonctionner une turbine à eau.

Les systèmes utilisant de l'huile à haute pression sont en général envisagés pour les houlomoteurs flottants, de manière à mettre à profit leur haute densité d'énergie et pour s'adapter aux spécifications de poids et de taille des systèmes.

Avantages du PTO hydraulique :

- Pas de développement spécifique nécessaire pour la génératrice électrique, une génératrice conventionnelle peut être utilisée. En outre, les composants hydrauliques utilisés pour cette application peuvent aussi être des composants classiques.
- Les accumulateurs hydrauliques permettent de stocker l'énergie et ainsi de lisser les fluctuations de puissance en sortie du système.
- Un système hydraulique est adapté aux faibles vitesses et forces importantes des vagues.
- Les composants hydrauliques sont robustes et nécessitent peu de maintenance importante, ce qui est un avantage pour un dispositif offshore et soumis à des conditions difficiles.

Inconvénients du PTO hydraulique :

- Le principal inconvénient du PTO hydraulique est qu'il présente une faible efficacité à charge partielle, ce qui n'est pas rare pour les systèmes houlomoteurs. Une étape de conversion est ajoutée par rapport aux PTO directs. L'efficacité du système s'en trouve alors affectée.
- De plus, les systèmes hydrauliques à déplacement axiaux nécessitent des mouvements lents de manière à ne pas abîmer les joints d'étanchéité. En effet, si une fuite d'eau de mer survenait, le fluide hydraulique serait contaminé et ses performances chuteraient.

Exemple de PTO hydraulique : Le Pelamis

Pour le Pelamis, présenté précédemment (partie 1.1.2.1.3, p.10), il paraît évident d'utiliser un PTO hydraulique, de par sa configuration.

Le système est constitué de plusieurs cylindres flottants horizontalement, reliés entre eux par des vérins hydrauliques. Les vagues créent un mouvement d'oscillation entre les différents cylindres. Ce mouvement est à la fois vertical et horizontal, grâce à l'agencement des vérins hydrauliques. Ces mouvements mettent les vérins en extension et compression générant un écoulement de fluide hydraulique à haute pression. Ce fluide est emmagasiné dans un accumulateur de pression depuis lequel il sera relâché par le biais de vanne à haute

pression vers un moteur hydraulique à cylindrée variable. Ce dernier est couplé à un générateur asynchrone triphasé. Le fluide ayant traversé le moteur hydraulique, il est renvoyé dans le circuit hydraulique à basse pression où il est conservé et recyclé à nouveau dans le circuit sous haute pression. Chaque circuit peut être utilisé de manière isolée en cas de défaillance d'un des composants (figure 1.9 [12]).

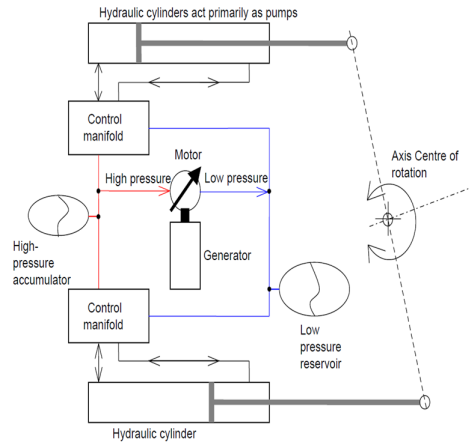


FIGURE 1.9 – Schéma simplifié du PTO hydraulique du Pelamis

1.1.2.2.2 Conversion directe - PTO électrique

La conversion directe en énergie électrique est un peu moins courante mais tend à se développer. Elle présente en effet des avantages non négligeables.

Avantages du PTO électrique :

- Un PTO électrique (auss appelé direct drive) permet d'éliminer l'interface mécanique, et donc de limiter les pertes et simplifier le système (moins de parties mobiles, moins de maintenance). Son efficacité s'en trouve donc augmentée.
- Il nécessite moins de maintenance.

Inconvénients du PTO électrique :

- Des génératrices électriques adaptées à chaque système, non standards, doivent être développées. Ceci induit notamment une forte augmentation du coût du système houlomoteur, au moins pour les prototypes.
- De plus, la puissance électrique produite n'est pas lissée et est donc fluctuante, au rythme des vagues. Un système de lissage doit donc être ajouté.

Une grande partie des systèmes de conversion directe utilisent un générateur linéaire, à priori plus adapté à la récupération de l'énergie des vagues lorsque les mouvements sont linéaires. En effet, pour une machine tournante, il faudrait convertir le mouvement linéaire de la partie mécanique réagissant au mouvement des vagues en mouvement tournant, et il est particulièrement difficile de construire une roue libre assez robuste et nécessitant peu de maintenance pour cette application.

L'inconvénient du générateur linéaire est qu'il y a toujours une partie active inutilisée, alors que les générateurs tournants ne présentent pas cet inconvénient.

La vitesse du générateur est alors celle du système mobile, soit de l'ordre de 0,5 à 2m/s. Ainsi, pour générer une puissance importante la machine doit réagir à des forces élevées. Les machines ont en général une force de cisaillement à l'entrefer de l'ordre de 20 à 40 kN/m².

Si la machine a une puissance nominale de 2MW à 2m/s, la force sera de 1MN, ce qui exigerait un entrefer de $25m^2$ au minimum. La grande taille de l'entrefer est due à la faible vitesse de la machine. Ces machines sont donc volumineuses et lourdes, ce qui pose un problème notamment pour l'intégration des génératrices directement dans les systèmes de récupération de l'énergie des vagues.

La masse importante des machines peut être divisée en 2 parties : les matériaux actifs (aimants, feuilletages de cuivre et d'acier) et inactifs (acier utilisé pour les constructions de support, qui sert à maintenir physiquement l'entrefer entre les parties mobiles et stationnaires). Pour les machines tournantes, la partie inactive peut représenter jusqu'à 60% de la masse totale.

Cette partie inactive permet de maîtriser la contrainte de Maxwell (interaction entre les forces électromagnétiques et le moment mécanique, normale à la surface de l'entrefer). Pour équilibrer ces forces, on peut notamment utiliser un système double face (les entrefers sont égaux des deux côtés). Cependant, il existera toujours des différences entre les deux entrefers, dues aux tolérances de fabrication pour les grandes machines.

La solution optimale pour la génératrice électrique dépend du récupérateur d'énergie des vagues utilisé.

Exemple de PTO électrique : L'Archimede Wave Swing (AWS) [13] [14]

Hendrik Polinder a été l'un des premiers à étudier et dimensionner un générateur linéaire à aimants permanents en surface pour le système AWS.

L'idée originelle de l'AWS consistait à exploiter le mouvement de pilonnement (vertical) d'un piston submergé. Une unité de production était constituée d'un piston cylindrique dont la partie mobile coulissait sous l'effet de la houle le long d'une autre partie fixée sur le fond de la mer. Le mouvement créé actionnait un générateur électrique linéaire en entraînement direct.

Lors de son mouvement, le piston comprimait et détendait de l'azote dans des pistons. La pression de l'azote dans ces pistons était réglable et l'effort de rappel pouvait donc être contrôlé afin de régler la fréquence de résonance du système aux différents états de mer rencontrés. Cela permettait de récupérer le maximum d'énergie sur une plage de périodes de houle assez large (entre 5 et 15s). L'effet de résonance permettait d'atteindre des amplitudes de mouvements plus importantes que l'amplitude des vagues.

Une force attractive entre le rotor et le stator a été mise en évidence suite au essais de ce PTO, pouvant causer des problèmes sur les roulements de la machine et ainsi induire une nécessité de maintenance contraignante.

De plus, le générateur proposé était très large, et donc onéreux, et il induisait de fortes pertes.

Il a donc été envisagé d'utiliser plutôt des générateurs sans connexions mobiles, qui demandent trop de maintenance, et sans fer au rotor et au stator, de manière à éviter les problèmes sur les roulements.

Ainsi, Hendrik Polinder & al. ont réalisés une liste des différentes machines envisagées dans [13] :

- Génératrice linéaire à induction
- Génératrice linéaire à réluctance variable
- Génératrice à aimants permanents (entrefer en enroulement ou stator ferrique)

D'après cette étude, il apparaît que la génératrice synchrone à aimants permanents avec un stator (et un rotor) en fer est la plus efficace et la moins onéreuse : c'est celle pour lequel le critère utilisé pour la comparaison est le moins élevé (critère prenant en compte les coûts et les pertes du générateur : coût du matériel actif, énergie dissipée dans

le générateur ramenée à un coût grâce au prix de l'énergie, sur une période de 5 ans), dont le matériau coûte le moins cher et qui permet de réduire le moins la production d'énergie annuelle par rapport au générateur linéaire précédemment utilisé. De plus, il permet de limiter les pertes en pleine charge.

Le générateur à aimants permanents à flux oblique s'avère être légèrement moins onéreux que le générateur à aimants permanents à stator en fer, mais plus efficace. Cependant, ces affirmations sont à vérifier. Notamment, la topologie du générateur étudiée pour cette comparaison peut encore être optimisée. Il est à noter que cette technologie semble prometteuse même s'il paraît encore assez difficile de fabriquer ce générateur.

Les machines à aimants permanents à résistance variable (VRPM) ont une contrainte de cisaillement d'entrefer (force qui fait bouger une couche de matériau au-delà d'une autre) plus forte que les machines à aimant permanent conventionnelles.

Différentes approches peuvent être utilisées pour diminuer la taille et la masse du PTO électrique : utiliser soit une machine à très forte densité de force soit au contraire une machine à très faible densité de force.

Baker et Mueller [15] ont ainsi réalisé une comparaison entre un type de machines à forte densité de force, machines linéaires hybrides (réductance variable et aimants permanents) à effet vernier et bobinage global (LVHM) et un type de machines à faibles densité de force, machines tubulaires à bobinage dans l'air.

La machine hybride est plus simple à construire (technique de lamination) que les machines à flux transverse. Les aimants sont situés sur la partie statorique, la quantité de matériel magnétique (aimant permanent) est donc diminuée par rapport à une machine à flux transverse. La partie mobile est totalement passive et donc peu onéreuse et peut être suffisamment longue pour couvrir totalement la surface active même en cas d'oscillations de forte amplitude.

Pour le stator, le barreau aimanté est en forme de U. Les paires sont donc les unes en face des autres. Chaque paire représente une phase. Les bobines sont enroulées autour des branches du U et le translator est situé entre les barreaux aimantés (paires de U). La force de cisaillement est supérieure à 100 kN/m^2 pour 20 A .

Les machines à aimants permanents à réductance variable (VRPM) ont une force de cisaillement importante (supérieure à 200 kN/m^2 contre plutôt $20 - 40 \text{ kN/m}^2$ pour les machines linéaires à aimants permanents classiques).

Ces machines hybrides ont une forte inductance ce qui pose le problème d'un faible facteur de puissance (un peu supérieur pour la TFM que pour la VHM). Le convertisseur d'électronique de puissance aura donc une dimension importante.

De plus, il est plus difficile avec une machine linéaire de compenser la contrainte de Maxwell, qui doit être compensée mécaniquement lorsqu'il n'y a pas de symétrie des entrefers. C'est pour cela que le bobinage dans l'air est une alternative pertinente. Il permet en effet de s'affranchir du problème d'attraction et d'intégration mécanique dans les systèmes houlomoteurs.

Pour une machine tubulaire à bobinage dans l'air, le facteur de puissance est plus élevé et le convertisseur d'électronique de puissance utilisé est ainsi grandement simplifié (redresseur à diodes). La contrainte de cisaillement développée est par contre beaucoup plus faible.

La structure de support peut être largement réduite, voire éliminée, si les composantes

ferriques au translator et au stator sont supprimées. En effet, cela diminue les forces d'attraction magnétique. Le stator devient donc un stator sans noyau, ou noyau à air (air cored). De plus il faut enlever les parties ferriques aux translators aussi, pour qu'ils ne s'attirent pas entre eux. La machine peut donc devenir tubulaire : les aimants sont magnétisés axialement et placés entre des pièces en acier sur le translator. Des bobines toriques sont supportées par un matériau non magnétique autour du translator et la force de cisaillement est alors de l'ordre de $20kN/m^2$ pour 10A. Elle peut augmenter, mais alors le courant augmente aussi et donc les pertes sont plus importantes.

Le tableau 1.1 ci-dessous présente des exemples de génératrices électriques envisagées ou testées sur des systèmes houlomoteurs directs et à conversion électromécanique directe [16][15] [17].

Technologie	génératrice considérée	remarques
AWS	génératrice linéaire à aimants permanents en surface	génératrice large, onéreuse et générant de fortes pertes
AWS	génératrice synchrone à aimant permanent stator et rotor en fer	La plus efficace et moins onéreuse d'après l'étude de Baker & al [15].
SEABASED	génératrice linéaire à aimants permanents	Le redressement de la tension générée est réalisé à l'aide d'un pont de diodes donnant une tension DC.
SEAREV	machine synchrone à aimants permanents	Un des seuls houlogénérateurs à entraînement direct pour lesquels il est possible d'utiliser une machine tournante

TABLE 1.1 – Génératrices électriques envisagées ou testées sur des systèmes houlomoteurs directs à PTO électrique

1.1.2.3 Sites d'essais en mer

Une fois le système testé dans des bassins d'essais, il est important de réaliser des essais en conditions réelles, afin de démontrer la faisabilité, d'étudier la production réelle et, par exemple, l'injection de l'énergie au réseau électrique. Des sites d'expérimentation en mer ont ainsi été développés, afin de regrouper les essais dans certaines zones et ainsi diminuer l'investissement nécessaire (câbles de raccordement au réseau notamment). De plus, il s'agit de réserver des zones en mer pour l'utilisation exclusive des systèmes de récupération d'énergie, ce qui signifie que ces zones doivent être interdites à la navigation. La figure 1.10 présente une carte des différents sites d'essais en mer en Europe.

Ces sites étant situés dans des endroits différents, ils peuvent être considérés comme complémentaires sur différents aspects. Ils ne sont pas tous destinés à accueillir les mêmes technologies de systèmes houlomoteurs.

L'EMEC (European Marine Energy Centre), par exemple, est situé au Royaume-Uni, dans les îles Orkney au nord de l'Ecosse, à 2km des côtes. Il est dédié aux essais de houlogénérateurs ou de récupération de l'énergie des courants. Il est raccordé au réseau électrique avec une puissance de 8MW et met à disposition des usagers 5 câbles de 11kV. La profondeur sur le site atteint 70m. Il s'agit d'un site pour tester les prototypes à échelle moyenne.

Le site du Wave Hub, aussi implanté au Royaume-Uni, a, quant à lui, une puissance de raccordement de 30MW et est situé beaucoup plus loin des côtes, à 16km (pour des pro-

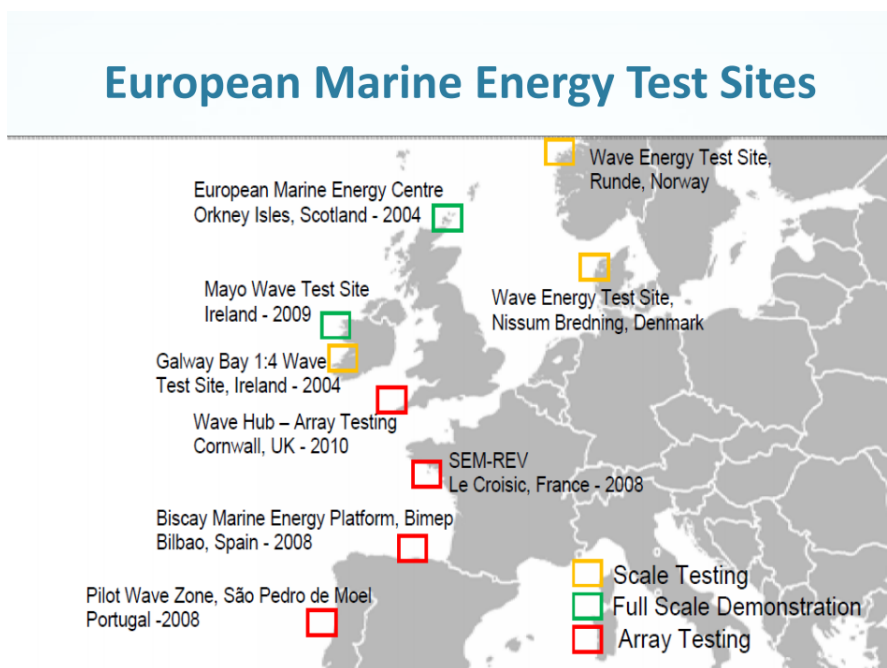


FIGURE 1.10 – Principaux sites d’essais en mer des technologies houlomotrices en Europe

fondeurs de 48m à 58m). Ce site est le plus étendu : il est séparé en différents sites destinés à accueillir les tests de fermes houlomotrices de trois développeurs : Seatricity, Carnegie Wave Energy Ltd et Fortum. Un quatrième site peut accueillir des éoliennes flottantes.

En Irlande, le site de Belmullet (Atlantic Marine Energy Test Site, AMETS) est géré par la SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland). Ce site est composé de trois lieux de tests avec des profondeurs différentes : un de 100m de profondeur situé à 16km des côtes, un de 50m de profondeur à 6.5km des côtes et un plus petit à côté de la côte, de 25m de profondeur. Il a été raccordé au réseau national en 2013 avec une puissance de raccordement de 10MW et chacun des trois sites est équipé de deux câbles de 10kV chacun. Le site est destiné aux tests finaux de systèmes à taille réelle, avant leur commercialisation.

Plus au sud, le site d’Ocean Plug, est la zone pilote de test au Portugal. Il comprend près de 320 km^2 pour des profondeurs de 30m à 90m et est situé à 35km du port le plus proche et 15km des côtes. Il a été développé pour recevoir des pilotes au stade de pré-commercialisation ou de preuve de concept. La première phase consiste en un raccordement réseau avec une puissance de 80MW (moyenne tension) puis 250MW (haute tension). En 2015, le site n’était pas encore raccordé au réseau.

En 2016 le site a été re-situé à Viana do Castelo dans le nord du pays. Un câble de 17km de long et une sous-station électrique devraient permettre au gestionnaire de réseau portugais (REN) de gérer les prototypes des futures technologies offshores testées sur ce site. Ce nouveau site présente des profondeurs comprises entre 85m et 100m.

Le BIMEP (Biscay Marine Energy Platform) est exploité par Ente Vasco de la Energia (EVE), l’agence énergétique du Pays Basque espagnol. Il est dédié aux essais de houlomoteurs à taille réelle. Il est raccordé au réseau par un câble de 20MW. Il s’agit d’un site de 4km sur 2km et de 50m à 90m de profondeur situé à 15km au large du port de Bilbao mais proche des côtes (1km de la côte la plus proche). Quatre câbles sous-marins connectent

les houlogénérateurs (quatre points de connexion à 5MW et 13kV) à une sous-station qui permet de délivrer de l'énergie au réseau électrique.

EVE gère aussi le site du port de Mutriku, sur lequel 16 colonnes d'eau oscillantes sont implantées sur le brise-lame, fournissant un total de 300kW.

Dans une autre zone géographique, le site de Maren est situé à 400m au large des l'île de Runde en Norvège. Il offre une profondeur moyenne de 45m sur une surface de $4km^2$ et est capable d'accueillir deux unités de 20kW. Le site est connecté au réseau électrique par un câble de 22kV de 2.5km de longueur.

Les sites de Lykesil et Sotenäs sont situés très proche l'un de l'autre, en Suède. Le premier est exploité par l'université d'Uppsala et est situé à 2km des côtes. Il a été raccordé au réseau électrique en 2014. Le deuxième site est géré par la société SEABASED. Il peut accueillir des équipements produisant jusqu'à 10MW. La production et l'installation des système ont débuté en 2013. Il est prévu que le site accueille au moins 42 générateurs. Le câble sous-marin est long d'un peu moins de 10km. Des convertisseurs ont été placés sur le plancher océanique afin de lisser en partie la puissance.

La France compte aussi son propre site d'essais, exploité par le LHEEA de l'école Centrale de Nantes : le SEMREV. Il s'agit d'un site de $1km^2$ situé à 20km au large des côtes du Croisic. Il est raccordé au réseau par un câble d'une capacité de 8MW. C'est sur ce site que devrait être installé la première éolienne flottante installée au large des côtes françaises, le démonstrateur Floatgen (raccordée au réseau électrique à l'été 2018).

L'intérêt pour l'énergie houlomotrice étant international, il existe encore d'autres sites d'essais en mer partout dans le monde, comme le site NNMREC (Northwest National Marine Renewable Energy Center) de la marine Américaine à Hawaï(environ 2km offshore), qui est connecté au réseau, ou encore le PMEC (Pacific Marine Energy Center) encore en développement en 2015 par les universités d'Oregon, de Washington et d'Alaska Fairbanks.

La plupart de ces sites sont ainsi raccordés au réseau électrique continental le plus proche. Deux situations différentes peuvent alors apparaître :

- Si un seul système houlomoteur est installé, il peut s'avérer trop petit pour être connecté au réseau via le câble (souvent dimensionné pour des puissances importantes) mais sera quand même actif. Il sera alors nécessaire de dissiper et/ou de stocker l'énergie produite.
- Si le système est assez puissant pour être connecté au réseau, quels risques liés à la variabilité de la ressource fait-il apparaître pour la stabilité et la sécurité de ce dernier ?

C'est à cette dernière question que ces travaux de thèse se sont principalement intéressés.

1.1.3 Intégration au réseau électrique

1.1.3.1 Les contraintes imposées par les gestionnaires de réseaux

L'intégration des sources d'énergies au réseau électrique est régie par un certain nombre de contraintes imposées par les gestionnaires de réseaux de transmission et de distribution, afin de limiter l'impact négatif de ces sources d'énergie sur la stabilité et la fiabilité du

réseau et donc sur le consommateur final.

Ces exigences ont été définies au fur et à mesure de l'apparition du besoin par les gestionnaires de réseaux et sont regroupées sous la forme de codes de réseaux (ou de décrets, pour la France par exemple). Ils sont constamment adaptés afin de prendre en compte les nouvelles technologies de production d'énergie.

Suivant la puissance installée ou la technologie considérée, une ferme de systèmes houlomoteurs peut-être raccordée au réseau de distribution (tension inférieure ou égale à 20kV) ou au réseau de transport (tension supérieure à 20kV). En France, le gestionnaire principal de réseau de distribution est Enedis (anciennement ERDF, il dessert 95% du territoire) et le gestionnaire de réseau de transport est RTE.

Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution ont pour mission de garantir la qualité de l'électricité (tension) fournie. Ils doivent donc veiller à ce que chaque installation potentiellement perturbatrice n'ait qu'un impact limité sur la qualité de la tension. Les différentes exigences réglementaires et techniques applicables aux installations de production d'électricité sont définies par des codes de réseau, inspirés et contrôlés par les régulateurs de l'énergie. Ces derniers sont des autorités administratives indépendantes chargées de veiller au bon fonctionnement des réseaux et des marchés de l'électricité et du gaz. En France, par exemple, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a pour missions de garantir le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz naturel, de veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures et de garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Elle contribue aussi à la construction du marché intérieur européen de l'électricité et du gaz, surveille les transactions effectuées sur les marchés d'électricité, de gaz naturel et de CO₂ et aide à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité et à la fourniture d'électricité et de gaz.

En France, plusieurs décrets et arrêtés fixent le cadre réglementaire du raccordement d'installations électriques au réseau :

- Article L. 321-11 du Code de l'énergie
- Décret n 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité
- Décret n 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité
- Arrêtés du 23 avril 2008 relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport et de distribution d'une installation de production d'énergie électrique
- Arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension.

Le cadre réglementaire concernant les sources d'énergie fluctuantes et intermittentes bénéficie encore d'un traitement de faveur mais, devant l'injection croissante d'énergie fluctuante sur le réseau rendant l'équilibre plus complexe, il va devenir de plus en plus strict. Les appels d'offre de la CRE imposent notamment de nouveaux critères sur la qualité du flux d'énergie injecté au réseau électrique.

Cette partie donne un aperçu des principales contraintes relevées pour la qualité de la puissance injectée au réseau et qui pourraient jouer un rôle dans le développement des

convertisseurs d'énergie houlomotrice (nous nous focaliserons donc sur les critères pour lesquels les groupes de production connectés au réseau ont un rôle à jouer). Ces contraintes sont directement déduites des décrets et arrêtés cités précédemment, ainsi que des codes présentés par l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), entité formée de 43 gestionnaires de réseaux de transmission de 36 pays européens ([18] [19], et des appels d'offre de la CRE [20] sur les installations éoliennes de production d'électricité en mer et à terre.

1.1.3.1.1 Plages de fréquence et de tension et réglage

La fréquence du système électrique est une indication de l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie. Par exemple, si la charge augmente brutalement ou si une centrale de production est perdue, la fréquence de la tension produite chute et ne retourne à sa valeur nominale que lorsque l'équilibre est restauré. Si la fréquence s'écarte significativement de sa valeur de référence (50Hz en France) le fonctionnement de certains appareils électriques raccordés au réseau peut se trouver altéré.

Les différents codes de réseau spécifient donc que les unités de production doivent rester fonctionnelles en cas de faibles déviations de fréquence. Ils définissent ainsi la durée pendant laquelle une unité de production d'électricité doit être capable de rester connectée au réseau et de fonctionner lorsque la fréquence varie de manière significative par rapport à la fréquence nominale.

Le tableau 1.2 présente les conditions de durée et de perte de puissance fixées par l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique (version consolidée du 17 juillet 2017) lorsque la fréquence du réseau public de distribution d'électricité prend des valeurs exceptionnelles. L'unité de production est autorisée à se déconnecter lorsque la fréquence excède 51.5 Hz ou si cette dernière n'est pas revenue dans la norme après qu'une durée spécifiée ait été atteinte.

Plage de fréquence	Durée minimale de fonctionnement	Perte maximale de puissance (%)
Entre 49,5 Hz et 49 Hz	5 heures	10
Entre 49 Hz et 48,5 Hz	3 minutes	10
Entre 48,5 Hz et 48 Hz	3 minutes	15
Entre 48 Hz et 47,5 Hz	3 minutes	20
Entre 50,5 Hz et 51 Hz	60 minutes	50
Entre 51 Hz et 51,5 Hz	15 minutes	Déterminé par RTE

TABLE 1.2 – Plage de fonctionnement en fréquence des unités de production d'électricité

La régulation de la fréquence sur les réseaux de distribution et de transport est effectuée en faisant varier la puissance de sortie des unités de production (à l'aide d'une réserve d'énergie appelée réserve primaire). Pour participer à ce contrôle, obligatoire en France pour tout nouveau groupe de production thermique ou hydraulique de plus de 40 MW et les anciens groupes de plus de 120 MW, une unité de production doit donc être capable de revoir son injection au réseau à la hausse ou à la baisse et de posséder une certaine réserve d'énergie.

La capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité est contractualisée par le gestionnaire de réseau auprès des producteurs, sous la forme d'une courbe puissance-fréquence. Il s'agit de la réserve primaire permettant

de stopper la dérive de la fréquence en quelques secondes et de la réserve secondaire, servant à ramener la fréquence à sa valeur nominale en quelques minutes.

Au même titre que pour la fréquence, les niveaux de tension dans les systèmes de puissance doivent être maintenus constants, car les équipements sont généralement conçus pour fonctionner à des niveaux de tension spécifiques. En effet, un fonctionnement à tension trop élevée use prématurément les équipements et provoque un risque de destruction. Une exploitation à tension basse peut, quant à elle, engendrer un dysfonctionnement du matériel de contrôle commande sur le réseau et, par exemple, provoquer le déclenchement intempestif des protections mises en place sur le réseau électrique.

De plus, un réglage optimal de la tension permet de limiter les pertes dues au transit de puissance sur le réseau (les pertes dépendent du carré du courant, à puissance égale plus la tension est élevée plus le courant sera faible).

Contrairement à la fréquence, la tension est une valeur locale, elle diffère en tout point du réseau. La tension est par nature une grandeur fortement influencée par les variations de consommation et de puissance réactive.

Selon le code de réseau européen les générateurs doivent pouvoir fonctionner pendant un temps illimité dans la plage 0.9-1.05 pu.

L'arrêté du 23 avril 2008 [21] précise qu'en France toute installation de production doit rester en fonctionnement pendant au moins vingt minutes, sans perte de puissance supérieure à 5 %, lorsque la tension (U) au point de livraison de l'installation de production s'écarte de la tension contractuelle (U_c , définie elle-même dans une plage de 5% autour de la tension nominale de 20kV pour un réseau HTA) dans les limites suivantes : $0,9U_c \leq U < 0,95U_c$ et $1,05U_c < U \leq 1,1U_c$.

La régulation de la tension est en général effectuée en modulant la puissance réactive. En effet, une chute de tension ΔV (de la tension V_1 à la tension V_2) sur un réseau peut s'exprimer de la manière suivante : $\frac{\Delta V}{V_1} = \frac{R.P+X.Q}{V_1.V_2}$, où R et X sont la résistance et l'impédance de l'ouvrage considéré et P et Q les transits en puissance active et réactive sur cette ouvrage. L'impédance est très importante par rapport à la résistance des ouvrages.

Ainsi, en conditions de fonctionnement normal, la tension au point de connexion peut être augmentée en injectant de la puissance réactive et diminuée en en absorbant. L'effet de l'injection ou de l'absorption de puissance réactive sur la tension varie donc en fonction des paramètres de réseau considérés (impédance de la ligne considérée, niveau de court-circuit) ainsi que des charges situées à proximité. En effet, une variation de tension ΔU sur le réseau peut aussi s'exprimer en fonction de la puissance de court-circuit S_{cc} : $\frac{\Delta U}{U} = \frac{\Delta Q}{S_{cc}}$, où U est la tension de référence et ΔQ est la variation de puissance réactive.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre par les gestionnaires de réseau pour régler la tension. Parmi ceux-ci, l'usage des groupes de production est répandu.

Une loi de gestion de la puissance réactive est mise en œuvre localement pour chaque unité de production, en fonction de la tension mesurée au point de livraison. Ce contrôle $Q=f(U)$ complète le dispositif basé sur la régulation en tangente ϕ fixe (où $\tan(\phi)$ est le rapport constant entre la puissance réactive injectée ou soutirée et la puissance active injectée). L'étude de raccordement détermine le mode de régulation qui devra être appliqué sur l'installation, loi tangente ϕ ou $Q=f(U)$.

Les limites d'un groupe (Q_{min} , Q_{max}) sont données sous la forme de diagrammes $[P,Q]$ et $[U,Q]$ sur lesquels sont spécifiés tous les points de fonctionnement atteignables par l'unité de production. Q_{min} et Q_{max} sont respectivement les puissances réactives maximales en absorption et en injection atteignables lorsque la puissance active injectée est supérieure à 20% de la puissance active de raccordement en injection ($P_{racc-inj}$ puissance de production

maximale nette livrée au réseau, calculée à partir de la puissance nominale des installations).

Selon Enedis, pour les réseaux HTA la valeur maximale de puissance réactive absorbée par le producteur Q_{\min} doit se trouver à l'intérieure de la plage $[-0.5P_{\text{racc-inj}} ; -0.35P_{\text{racc-inj}}]$. Q_{\max} est fixée à $0.5P_{\text{racc-inj}}$.

La figure 1.11 présente le paramétrage de la loi de réglage de la puissance réactive en fonction de la différence de tension mesurée au point de raccordement par rapport à la tension nominale donné par Enedis dans [22] (pour un réseau HTA) : Q_{\min} doit être atteinte dès que la différence de tension est supérieure ou égale à $+5\%$ de la tension nominale et Q_{\max} lorsque la différence de tension atteint -4% de la tension nominale.

Une puissance réactive nulle est appliquée entre $-2.75\%U_n$ et $+3.75\%U_n$ afin de ne solliciter la régulation de puissance réactive que lorsque le réseau subit des contraintes de tension basses ou hautes. Dans les zones de transition le comportement est linéaire.

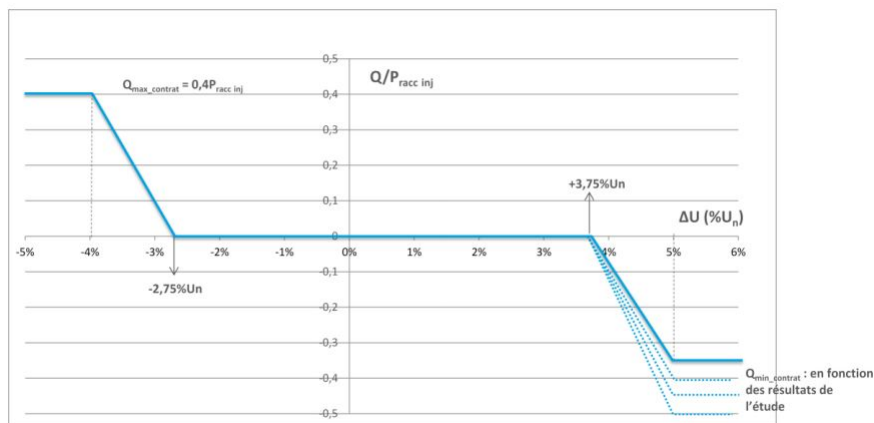


FIGURE 1.11 – Loi de régulation locale $Q=f(U)$

Si la loi de régulation tangente ϕ fixe est sélectionnée, la tangente contractuelle de référence est 0 et le bandeau de référence autorisé est de 0.1 (en injection $[0,0.1]$ et en absorption $[-0.1,0]$) [23].

Pour ces travaux, le facteur de puissance (cosinus ϕ , correspondant au rapport de la puissance active sur la puissance apparente) appliqué au point de connexion sera égal à l'unité pour un fonctionnement normal, comme recommandé par plusieurs opérateurs de réseau (on considère alors un réseau purement résistif).

1.1.3.1.2 Flicker

Des fluctuations rapides de tension peuvent être observées au point de raccordement d'une unité de production au réseau électrique, dues aux variations rapides de puissance active et/ou réactive sur le réseau (du fait du producteur ou du consommateur). Même si la tension reste dans la plage autorisée, ces fluctuations peuvent provoquer, au delà d'une certaine amplitude et fréquence, des variations rapides de l'intensité des sources lumineuses (ampoules à incandescences, écrans, ...) entraînant fatigue et irritabilité chez l'utilisateur, pouvant même aller jusqu'à des crises d'épilepsie, ainsi qu'un vieillissement prématuré des appareils électriques.

La perception de ces variations d'intensité lumineuse par un oeil humain, appelé papillo-

tement ou flicker, est caractérisée par la sévérité à court terme (Pst), déterminée par une mesure des variations de tension sur 10 minutes, et la sévérité à long terme (Plt) mesurée sur deux heures.

Le niveau de flicker est évalué en se basant sur la perception des variations d'intensité lumineuse pour une ampoule à incandescence, ce qui représente le pire cas étant donné les nouveaux développements en terme d'équipements lumineux. Cependant, aucun guide n'a encore été créé pour le calcul du flicker pour d'autres sources lumineuses.

Pour que ce phénomène de flicker n'affecte pas les utilisateurs, le gestionnaire de réseau doit s'assurer soit que la contribution individuelle d'une installation de production ne dépasse pas une certaine limite en flicker, soit que le flicker total en un point de connexion reste dans la plage qu'il autorise.

Le gestionnaire de réseau concerné doit pouvoir assurer que ces coefficients ne dépassent pas l'unité (Pst=1 et Plt=1), d'après la norme IEC 61000-3-7 [24] qui s'applique aux systèmes électriques de moyenne, haute et très haute tension. Il peut ainsi imposer une contrainte plus sévère aux producteurs et distributeurs afin que la somme des contributions soit inférieure à cette limite. Sur le réseau français par exemple, l'article 15 de l'arrêté du 23 avril 2008 limite le Pst à 0.35 et le Plt à 0.25 au point de livraison avec une puissance minimale de court-circuit de référence de 40MVA, pour le réseau de distribution. Pour le réseau de transport, les fluctuations de tension engendrées par l'installation de production doivent rester à un niveau tel que le Pst mesuré au point de livraison reste inférieur à 1 dans le cas général et à 0,6 en très haute tension (400kV).

Le tableau 1.3 donne des exemples de limites individuelles de flicker imposées par différents codes de réseaux.

Pays	P_{stmax}	P_{ltmax}
France (réseau de distribution)	0.35	0.25
Royaume-Uni	0.50	/
Danemark	0.30	suivant la tension nominale (0.5 pour $U_{nom} < 35kV$, 0.35 pour $U_{nom} < 100kV$ et 0.2 au delà)
Irlande	0.35	0.35
IEC 61000-3-7	0.35	0.25

TABLE 1.3 – Coefficients limites de contributions individuelles de flicker imposés par différents gestionnaires de réseaux

1.1.3.1.3 Capacité de tenue aux creux de tension (FRT)

Récemment introduite dans les codes de réseau (en particulier pour l'énergie éolienne), la capacité des installations à rester connectées en cas de forte chute de tension (appelée FRT pour Fault Ride Through) est particulièrement importante pour un fonctionnement stable et fiable.

En effet, l'apparition d'un défaut sur le réseau peut causer des chutes de tension importantes sur de grandes zones géographiques, entraînant la déconnexion d'unités de production. La perte simultanée d'un nombre conséquent de ces unités peut alors causer une plus grande chute de tension, voire un effondrement de la tension, et la perte de puissance occasionnée augmente le déséquilibre entre la production et la consommation, entraînant des variations de fréquence sur le réseau.

Les gestionnaires de réseau exigent donc maintenant que les unités de production restent

connectées et supportent le réseau lorsque des défauts y apparaissent. Les contraintes de tenues aux creux de tension peuvent varier suivant la capacité de production de l'unité, la tension au point de connexion ou la durée de la chute de tension.

Le code européen publié par l'ENTSO-E demande à ce que chaque gestionnaire de réseau de transport d'électricité spécifie un gabarit de creux de tension au point de raccordement, en cas de défaut. Ce gabarit sert à décrire les conditions dans lesquelles l'unité de production d'électricité doit être capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner de manière stable après une perturbation sur le réseau électrique imputable à des défauts éliminés par les protections sur le réseau de transport.

Ce gabarit doit être conforme au graphique donné en figure 1.12, représentant la limite au dessus de laquelle la déconnexion n'est pas autorisée [19]. Uret est la tension résiduelle au point de raccordement pendant un défaut, tclear est l'instant où le défaut est éliminé, Urec1, Urec2, trec1, trec2 et trec3 spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination du défaut. Le code de réseau de l'ENTSO-E spécifie aussi des plages pour les paramètres de temps et de tension permettant de fixer le gabarit limite, selon que l'unité de production d'électricité soit synchrone ou non-synchrone.

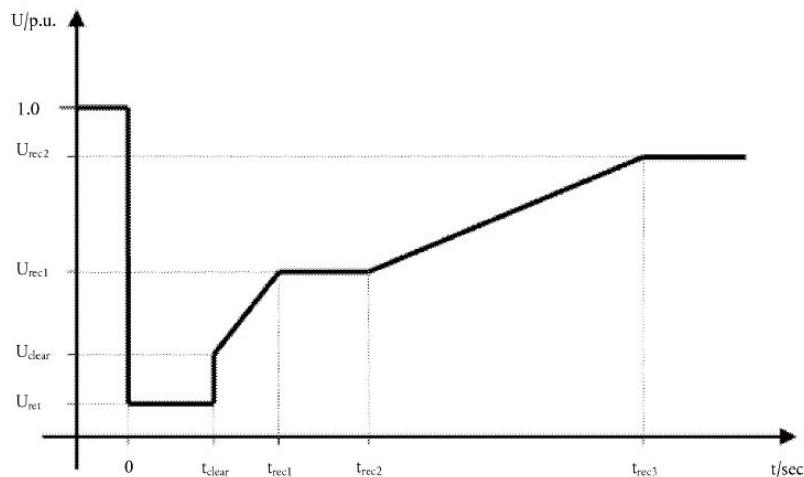


FIGURE 1.12 – Gabarit de tenue au creux de tension d'une unité de production d'électricité donné par l'ENTSO-E

La figure 1.13 donne des exemples de courbes imposées par les gestionnaires de réseaux dans différents pays pour un point de raccordement sur un réseau HTA. Pour l'Allemagne, les courts-circuits triphasés ou creux de tension liés à l'apparition d'un défaut ne doivent pas mener à une déconnexion ou des instabilités au dessus de la ligne limite 1, pour les chutes de tension entre la limite 1 et la limite 2 une déconnexion de très courte durée est autorisée en cas d'instabilité du système de production. La resynchronisation doit alors s'effectuer dans les 2s suivantes. Sous la ligne limite 2 la déconnexion est autorisée. L'unité de production doit ainsi supporter une chute de tension jusqu'à 0% pour une durée allant jusqu'à 150ms.

1.1.3.1.4 Variations de puissance active

Le profil de puissance produite par les sources d'énergies variables et fluctuantes comme les énergies éolienne et houlomotrice peut présenter des fluctuations très rapides et impor-

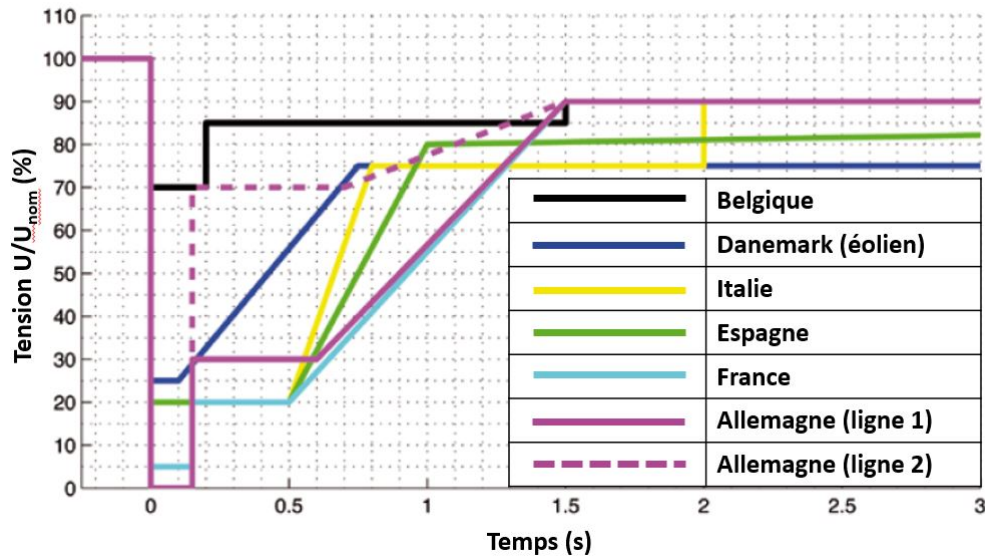


FIGURE 1.13 – Limites de capacité de tenue aux creux de tension données par les codes de réseau de différents pays

tantes, directement liées à la ressource.

Certains gestionnaires de réseau ont défini des limites de variations de puissance à ne pas dépasser afin de ne pas déstabiliser et fragiliser le réseau électrique existant. Des fluctuations de puissance trop importantes et à une fréquence trop élevée peuvent en effet endommager les équipements connectés au réseau et impacter en particulier la stabilité des générateurs conventionnels (stabilité de l'angle entre le rotor et le champ magnétique du stator par exemple) [25]. Les fluctuations sur la puissance active produite ont aussi un impact sur la fréquence et la tension du réseau, puisque la puissance active est généralement utilisée pour la régulation de ces dernières (déclenchement de la régulation primaire de fréquence).

Ainsi, des commissions de régulations de l'énergie ont émis des recommandations pour les fermes éoliennes sur les gradients de puissance produite acceptables pour le réseau électrique, comme par exemple dans le rapport CER/04/237 de la commission de régulation Irlandaise [26] qui indique que les fermes éoliennes doivent être capables de contrôler le gradient de puissance active avec une puissance (en MW) maximum par minute, fixée par le gestionnaire de réseau. Il est spécifié que, si ces rampes doivent être respectées pour tout type de régime (démarrage, état permanent et arrêt), le gestionnaire de réseau doit aussi prendre en compte le fait qu'elles peuvent être dépassées lors de la régulation de tension. Il est donc possible de retrouver dans certains codes de réseau des exigences sur le gradient de puissance par minute ($\frac{dP}{dt}$ limite exprimé en MW/min).

Le tableau 1.4 donne des exemples de pentes limites exigées par différents gestionnaires de réseau [27],[28] [29] [30]. Une deuxième rampe limite peut aussi être exprimée sur dix minutes.

La contrainte la plus exigeante est celle imposée au Danemark, où les fermes éoliennes doivent toujours être capables de faire varier la rampe de puissance active dans la plage 10% - 100% de la puissance nominale par minute, selon les besoins du gestionnaire de réseau. Le Danemark est le seul pays appartenant au système électrique du nord de l'Europe (Suède, Danemark, Finlande et Norvège) à avoir publié des exigences spécifiques aux

fermes éoliennes toujours actives après la parution du code de réseau Nordique (Nordic Grid Code).

Gestionnaire de réseau	Gradient de puissance $\frac{dP}{dt}$ limite
E.On (Allemagne) [31]	10% de la capacité au point de connexion au réseau par minute
ESB National Grid (Irlande) [32]	1–30 MW/min à fixer par le gestionnaire de réseau au moins 60 jours ouvrés en avance
Eltra (Danemark) [33] [34]	10-100 % P_{nom}/min selon la sollicitation du gestionnaire de réseau
Code de réseau Écossais [28]	Pas de contrainte quand $P_{nom} \leq 15MW$ $\frac{P_{nom}}{15MW}/min$ quand $15MW \leq P_{nom} \leq 150MW$ 10MW/min quand $P_{nom} > 150MW$
Nordic Grid Code (Suède, Danemark, Finlande et Norvège) [35]	10% P_{nom}/min

TABLE 1.4 – Contraintes sur le gradient de puissance active imposées par différents gestionnaires de réseau

D'autres codes de réseau exigent de leur côté un profil de puissance active constant, tel que le code de réseau européen publié par ENTSO-E en 2016 : "L'unité de production d'électricité est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne quelles que soient les variations de fréquence sauf lorsque la production suit les modifications spécifiées [pour la régulation de fréquence]". Le gestionnaire de réseau fixe alors aussi le délai autorisé pour atteindre cette consigne. Cette exigence peut aussi être retrouvée dans les appels d'offre (AO) lancés par la commission de régulation de l'énergie (CRE) visant l'application de conditions techniques aux nouvelles installations de production d'électricité à partir de sources intermittentes. L'AOCRE de 2010 à propos des installations éoliennes en Corse et Outre-mer soulignait la nécessité de prévision du profil de puissance produite et favorisait la capacité à limiter sa variation. La puissance devait donc être stable par paliers de 30 minutes avec une vitesse de variation fixée :

- Montée : variation de 0 à P_{max} pendant un temps réglable entre 30s et 5min
- Descente : Variation de P_{max} à 0 durant un temps réglable entre 1mn et 10mn

L'AOCRE de 2012, portant sur les installations PV dans les zones non inter-connectées définit une limite de variations de la puissance active par paliers de 2,5% de la puissance maximale de l'installation PV, sauf si la puissance active à injecter est imposée par le réglage de fréquence.

En 2015, un nouvel appel d'offre de la CRE concernant les systèmes PV de plus de 100kWc installés dans les zone non inter-connectées, exige des plans de prévision beaucoup plus détaillés, avec des pas de temps d'une minute. Les gradients de puissance sont alors eux aussi définis de manière plus détaillée :

- entre 0h et 10h : pente limitée entre -0.3 et 0.6% de P_{max} par minute
- entre 10h et 14h : pente limitée entre -0.3 à 0.3% P_{max} par minute
- entre 14h et 24h : pente limitée entre -0.6 à 0.3% P_{max} par minute

Ainsi, si la contrainte sur les fluctuations de puissance diffère suivant le réseau considéré, il apparaît que les régulateurs de l'énergie et les gestionnaires de réseau de différents pays semblent d'accord pour tenter de limiter les variations rapides et profondes de la puissance active.

De plus, pour pouvoir activer les mécanismes d'ajustement sur le marché de l'électricité,

il serait pertinent de pouvoir prévoir la production et les variations de puissance d'une ferme dont la source d'énergie est dite "fatale" (comme l'éolien ou l'énergie houlomotrice par exemple).

1.1.3.1.5 Particularité des énergies marines renouvelables et de l'énergie houlomotrice pour l'intégration au réseau électrique

Les codes de réseau sont continuellement renouvelés afin d'inclure de nouvelles exigences dues à des innovations dans les domaines de la fourniture, de la distribution et du transport d'énergie. L'énergie éolienne étant la plus développée à ce jour, il existe déjà des codes de réseau spécifiques pour l'intégration au réseau des éoliennes offshore (au Danemark par exemple). Cependant, la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) prend en compte les particularités des autres sources d'énergie marines renouvelables que sont les vagues, les marées et les courants dans un recueil de normes encore en développement. Ces normes sont regroupées sous la norme de référence CEI 62600 "Energie Marine - Vague, marées et autres convertisseurs de courant marin". La partie 30 (CEI 62600-30) concerne particulièrement les critères à appliquer sur la qualité de la puissance produite par ces convertisseurs d'énergies.

L'énergie des vagues, par exemple, est, par sa nature, très variable et fluctuante, comme le montre la figure 1.14 représentant la puissance moyenne produite par un SEAREV pour chaque état de mer (considéré comme stable pendant 30 minutes) rencontré sur le site SEMREV pendant une année (dans l'ordre dans lequel les états de mer apparaissent).

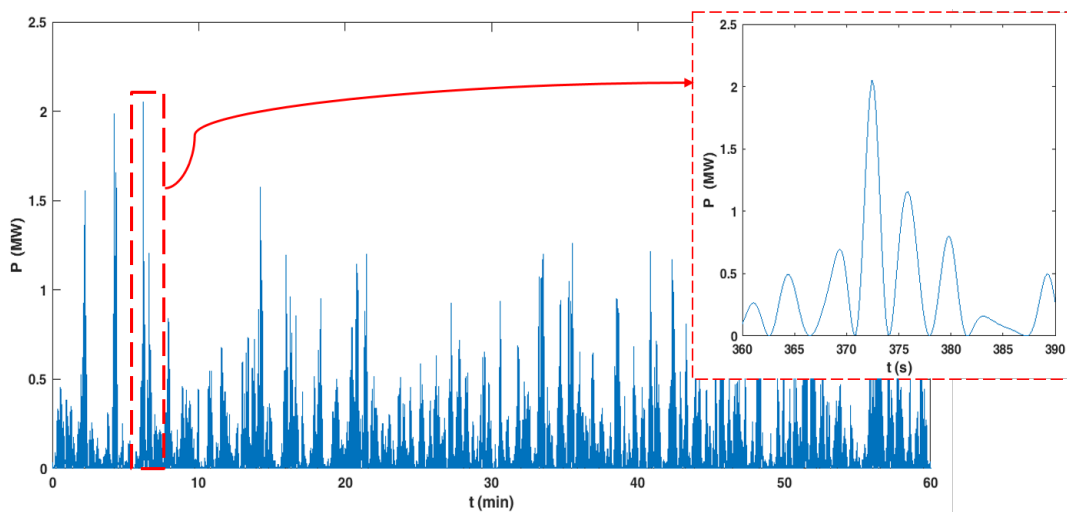


FIGURE 1.14 – Exemple de profil de puissance mécanique moyenne produite par le SEAREV pour chaque état de mer rencontré sur le site du SEMREV pendant une année

Si la forme de la houle (ondulations à basse fréquence) engendre des fluctuations de puissance instantanée, la puissance moyenne varie aussi significativement en fonction de l'état de mer. Les exigences en terme de fluctuations de puissance active présentées dans le paragraphe précédent semble donc difficilement applicables (en terme de pente limite) pour l'énergie houlomotrice.

Cependant, même s'il était possible d'adapter les contraintes pour ces sources d'énergies, les réseaux électriques ne pourrait pas supporter des variations de puissance active si

importantes et rapides de la part des fournisseurs, qui pourraient causer de forts déséquilibres et instabilités. Il apparaît donc nécessaire pour les producteurs d'énergie houlomotrice (ou toute autre énergie s'avérant aussi fluctuante) d'adapter le profil de puissance produite aux contraintes spécifiées par les gestionnaires de réseau, en réalisant un lissage préalable de ce profil de puissance. Les différentes parties composant une ferme de système d'énergie marine devront donc être adaptées en fonction de leur capacité à répondre aux exigences des codes de réseau.

La question de l'intégration de ces systèmes au système électrique continental est une question qui doit se poser à un stade précoce du développement des technologies de récupération d'énergie. La compatibilité avec les exigences des gestionnaires de réseau constitue le test final pour la confirmation de la possibilité d'exploiter les systèmes concernés de manière commerciale. Pour les systèmes destinés à être placés au large des côtes, l'analyse préalable de l'intégration au réseau est une étape importante. Elle permet aussi de limiter les opérations de maintenance liées à la partie électrotechnique, particulièrement onéreuses et longues.

De plus, suivant le site sur lequel sera déployé le système houlomoteur considéré, la connexion au réseau électrique peut avoir un impact important sur l'équipement choisi (dimensionnement, type de générateur, performance requise pour les contrôleurs, ...). Les systèmes d'électronique de puissance sont des éléments importants pour le volume, le coût et la fiabilité du système, qui ne doivent pas être négligés lors du développement du système houlomoteur [36].

1.1.3.2 Lissage de la puissance produite

La problématique du lissage de l'énergie houlomotrice n'est pas si récente, puisque Salter s'interrogeait déjà dessus en 1989 [37] *"The combination of 64 separate devices [...] would still be unacceptable input for a small island network. However about one hundred seconds of storage will produce a completely steady output from a single device in any typical wave spectrum"*. Elle devient cependant de plus en plus cruciale à l'heure où les systèmes houlomoteurs s'approchent du développement commercial et où les réseaux électriques accueillent une quantité croissante d'énergie provenant de sources intermittentes et variables.

Un premier lissage de la puissance est effectué naturellement par l'effet de foisonnement lorsque les systèmes de récupération d'énergie sont regroupés en fermes. Si ce premier lissage naturel s'avère insuffisant (notamment dans le cas des systèmes électriques directs), il peut aussi être combiné avec l'utilisation de systèmes de stockage de l'énergie. Ces deux approches sont complémentaires.

1.1.3.2.1 Lissage spatial

La dispersion spatiale des systèmes dans une ferme houlomotrice permet de lisser la puissance [38]. Il a été étudié, par exemple, dans [39], que pour une ferme de 10 modules SEAREV, l'écart type de puissance instantanée est réduit d'un facteur trois par rapport à un seul module.

Il a aussi été montré dans cette même étude que l'effet de lissage ne dépend pas de l'état de mer, ni de l'agencement des modules, mais seulement du nombre de modules.

Cependant, comme dans le cas d'une ferme éolienne, un effet de sillage peut être créé, entraînant une baisse d'efficacité de la ferme par rapport à la puissance nominale de chaque module. Cet effet de sillage est difficile à quantifier, il varie en fonction du type de houlogénérateur considéré mais aussi du site sur lequel est implantée la ferme. Il est donc

important, au moment de l'implantation d'une telle installation, de déterminer la configuration optimale des modules.

Dans [40], il a été observé que, pour une ferme relativement simple composée de deux systèmes houlomoteurs, les effets dus à l'interaction des vagues sont très faibles à partir d'une certaine distance entre les deux unités (à peu près 10 fois le diamètre d'une unité) : la perte de production est estimée à 4% par rapport au cas de deux houlogénérateurs isolés. L'hypothèse selon laquelle l'agrégation de systèmes houlomoteurs sous forme de ferme afin de lisser la puissance produite n'aura un effet négatif que très limité sur la productivité moyenne de la ferme peut donc être retenue, pour des houlomoteurs suffisamment éloignés les uns des autres.

Le phénomène de lissage spatial permet notamment de diminuer l'infrastructure électronique de la ferme et la capacité nécessaire pour le stockage .

Le foisonnement dans le cas des éoliennes est décrit dans la norme CEI 61400-21. En considérant que l'effet est le même dans le cas d'une production houlomotrice (chaque unité est considérée comme une source d'interférences indépendante), l'effet du foisonnement sur le coefficient de flicker long terme P_{lt} peut être quantifié de la manière suivante (équation 1.6) :

$$P_{ltferme} = \left(\sum_{i=1}^{N_{individus}} P_{lti}^2 \right)^{1/2} = \sqrt{N_{individus}} \cdot P_{lt} \quad (1.6)$$

1.1.3.2.2 Utilisation d'un système de stockage

Le phénomène de lissage dû à la dispersion spatiale des houlogénérateurs dans une ferme peut ne pas suffire à produire un signal de sortie assez propre pour être injecté directement dans le réseau électrique. Il est ainsi nécessaire d'utiliser des systèmes de stockage d'énergie pour améliorer la qualité de la puissance fournie.

De plus, les systèmes de stockage d'énergie peuvent aussi fournir certains services au réseau comme de l'écrêtage (limitation de la puissance fournie au réseau), le maintien d'une alimentation en creux de tension sur le réseau (Low Voltage Ride Through, LVRT), une participation au réglage de la fréquence... Ils peuvent devenir un moyen de fournir très rapidement la puissance active ou réactive nécessaire au réseau pour permettre le rétablissement de la fréquence et de la tension, directement après l'avènement d'un problème. Les batteries ou volant d'inertie ont en effet un temps d'activation inférieure à la seconde et permettraient de répondre plus rapidement à une variation brusque de fréquence que les centrales thermiques conventionnelles ("moyens lents").

Plusieurs systèmes de stockage peuvent être envisagés pour un lissage de puissance. Il s'agit d'un stockage à court (voire très court) terme. L'ordre de grandeur de la constante de temps doit donc être de quelques secondes à quelques minutes. De plus, pour une application de lissage de puissance, le système de stockage doit avoir une durée de vie importante en termes de nombre de cycles. Une grande capacité n'est pas forcément nécessaire. Pour une implantation en milieu marin, le système ne doit pas avoir besoin de maintenance régulière.

Le système de stockage choisi doit plutôt présenter une forte densité de puissance et une faible densité d'énergie.

Le système de stockage avec une fonction de lissage pourrait être directement intégré au

système houlomoteur, par le développeur.

Dans les houlogénérateurs, l'espace et le poids sont limités pour introduire un système de stockage, ainsi les systèmes de stockage comme l'hydrogène, l'air comprimé et les pompes hydroélectriques ne semblent pas adaptées. Il reste l'option d'un stockage court terme avec des aimants supraconducteurs (SMES), un volant d'inertie, des batteries ou supercondensateurs. Le volant d'inertie et les supercondensateurs semblent les plus fiables et robustes (il faut que la durée de vie soit au moins égale à la durée sans maintenance du houlomoteur) [41].

Les batteries seront plutôt utilisées pour une application de stockage que de lissage, à cause de leur faible nombre de cycles, de 200 à 3000 cycles selon la technologie (mais 10000 pour les batteries à circulation), et de leur temps de charge assez long. Il est en effet nécessaire d'avoir un temps de réponse très rapide pour une application de lissage. Différentes technologies de stockage sont comparées dans le tableau de la figure 1.15 [42].

Technologies	Volant d'inertie	Condensateur	SMES	Supercondensateur	Electrochimique	Pile à combustible H ₂
Forme d'énergie	mécanique	Electrostatique	Magnétique	Electrostatique	Chimique	Combustible
Wh/kg	1 à 100	0,25	De 1 à 10	< 10 (près de 5 Wh/kg)	30 à 150	De 300 à 2000 (de 30 à 350 bars)
W/kg	100 à 10000	Qq 100	De 10000 à 100000	3000 à 10000	80 à 200	De 20 à 100
Cyclabilité	> 100000	Très élevée	Très élevée	> 10000 (> 100000 dépendant du système)	De 500 (à 80% de PdD ⁽¹⁾ pour le Pb) à 1500 (Ni-Cd)	Infinie ⁽²⁾
Temps minimum de décharge	> 15 s	<< 1 ms	< 1 ms	≈ 10 s	15 min (Pb et Ni-Cd) à 45 min (LiC)	Qqs minutes
Durée de stockage	Qq min à qq heures	Qq secondes	> 1 h	Qq minutes	> 1 mois (Pb) à > 1 an (LiC)	> 1 mois – stockage saisonnier
Rendement électrique	De 0,8 à plus de 0,9 selon régime		> 0,9	De 0,8 à > 0,9 selon régime	De 0,7 à 0,8 selon techno et régime	De 0,3 à 0,5
Connaissance de l'état de charge	Facile (vitesse)	Facile (tension)	Facile (courant)	Facile (tension)	Difficile, paramètres variables	Facile (volume H ₂)
Coût €/kWh	De 150 à 3000		De 1000000 (1 kWh) à 300 (1 GWh)	De 50000 à 150000 (dimensionnement en puissance)	De 50 à 200 (Pb) de 700 à 1000 (Li)	De 500 à 1500

⁽¹⁾ PdD = Profondeur de Décharge – ⁽²⁾ La cyclabilité est infinie mais la durée de vie est limitée (environ 20000 heures)

FIGURE 1.15 – Comparaison entre différentes technologies de stockage

D'après le plan de Ragone présenté en 1.16 [42], les systèmes les plus adaptés à une application de lissage (puissance massique élevée et densité massique plus faible) sont les supercondensateurs, les SMES et les volants d'inertie.

— Les volants d'inertie :

Ils peuvent être utilisés pour stocker de grandes quantités d'énergie sous forme d'énergie cinétique. Il s'agit d'une masse entraînée par un moteur électrique. La masse peut tourner à des vitesses très élevées en quelques minutes grâce à l'apport d'énergie électrique. Elle continue ensuite de tourner sans apport de courant. L'énergie est restituée instantanément en utilisant le moteur comme génératrice électrique. Il existe 2 classes de volant d'inertie : l'une fonctionnant à faible vitesse (jusqu'à 6000 tr/min, conventionnels) et l'autre, plus récente, à grande vitesse (jusqu'à 60 000 tr/min, avancés).

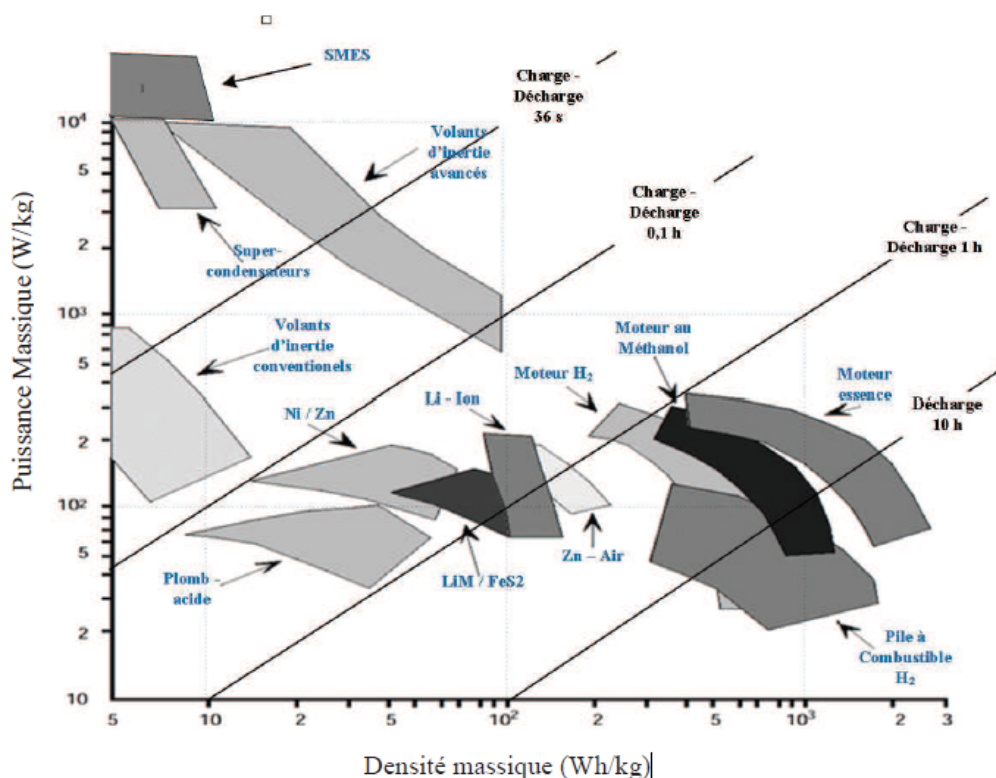


FIGURE 1.16 – Plan de Ragone

Un volant d'inertie présente l'avantage d'avoir une haute densité de puissance en sortie, une longue durée de vie et une haute tolérance aux charges et décharges ainsi qu'un temps de réponse rapide. De plus, les volants d'inertie sont robustes et fiables et nécessitent peu de maintenance.

Les volants d'inertie sont adaptés pour le lissage de l'énergie de la houle, dont la période des oscillations est de l'ordre de 10s, car leur capacité est de l'ordre de quelques secondes à quelques minutes et ils présentent un temps de décharge entre 40 et 120 s.

Cependant, les volants d'inertie ont une forte autodécharge et présentent un risque de corrosion. De plus, ils nécessitent des équipements périphériques [43] qui peuvent fortement alourdir le système.

— Stockage magnétique dans les supraconducteurs :

Une bobine de câble supraconducteur stocke l'énergie électrique dans un champ magnétique, sans pertes résistives. Il n'y a pas de conversion entre les formes chimique et mécanique de l'énergie. Un courant DC est injecté dans la bobine et l'énergie est stockée dans un champ magnétique. Quand une charge doit être satisfaite, le courant est produit en utilisant cette énergie stockée. Un avantages important est qu'il est possible de libérer une grande quantité d'énergie pendant une fraction de cycle.

Les supraconducteurs ont une longue durée de vie, une haute densité de puissance et une capacité de réponse rapide. De plus, leur contrôle est assez simple. Cependant, cette technologie n'est pas encore très mature et compte donc peu de retours d'expérience [44].

— Les supercondensateurs :

Les supercondensateurs sont des systèmes rechargeables, constitués de deux électrodes (généralement identiques) séparées par un électrolyte.

Lorsque l'électrolyte entre en contact avec les électrodes chargées, le complexe liquide-solide, jusqu'alors neutre, se polarise : les ions de charges opposées s'accumulent à l'interface, formant alors ce qui est communément appelé une double couche électrique (une couche de cations et une couche d'anions). Le matériau le plus répandu pour l'électrode est le charbon actif, de très grande surface active.

Les supercondensateurs ont une très grande capacitance, qui peut aller jusqu'à 5000F. Les électrodes ont cependant une faible tension de coupure et la tension nominale est, en général, de l'ordre de 2.7V. Il est ainsi nécessaire de connecter plusieurs cellules en série pour atteindre des tensions plus hautes.

Un de leurs principaux avantages est leur capacité à se décharger entièrement sans que cela n'affecte leur durée de vie. De plus, ils ont une longue durée de vie (supérieure à 1 million de cycles) et une plage de température importante (-35°C ; 65°C) par rapport aux batteries (pour une batterie Li-ion, la plage est de -20°C à 60°C). Cependant, une forte augmentation de température, induite par exemple par une forte dissipation de chaleur due à une puissance importante, réduit la durée de vie de manière significative : une augmentation de 10°C réduirait la durée de vie de moitié. Il en est de même lorsque la tension dépasse de 100mV la tension nominale. Un autre avantage non négligeable des supercondensateurs est qu'ils permettent de stocker l'énergie directement sous forme d'électricité, la rendant immédiatement disponible. Le stockage d'énergie est électrostatique (transfert de charges).

En général, l'intervalle désiré pour la maintenance sur les applications offshores est de 5ans, ce qui correspond environ à la durée de vie d'un supercondensateur [45] [46] [47].

Si le profil de puissance en sortie de système houlomoteur présente de fortes fluctuations de puissance instantanée, détériorant la qualité de la puissance injectée sur le réseau, la puissance moyenne peut aussi varier de manière importante en fonction de l'état de mer rencontré.

Cette problématique de dépendance aux conditions météorologiques est commune à bon nombre de sources d'énergie renouvelable. Dans le but de réduire les risques de déséquilibre entre la production et la consommation, l'arrêté du 23 avril 2008 fixe la limite du taux d'intégration au réseau électrique des énergies renouvelables à 30% pour la France. A chaque instant, si la production d'énergie renouvelable intermittente excède ce pourcentage de la production, le gestionnaire du réseau peut procéder à des déconnexions.

La CRE a ainsi lancé en 2009-2011 une série d'appels d'offres concernant les systèmes photovoltaïque et l'éolien avec stockage, dans le but d'augmenter le taux limite d'intégration des EnR au réseau électrique français, sans augmenter le risque de déséquilibre sur le réseau. Ces appels d'offres définissent des règles à respecter, pour un système éolien par exemple, sous peine de pénalités financière. Le producteur d'énergie doit notamment être capable de prévoir sa production sur la journée du lendemain (24h) afin de la communiquer au gestionnaire de réseau pour qu'il puisse adapter la production sur les centrales plus maitrisables, si besoin. La prévision communiquée au gestionnaire de réseau constitue un engagement que le fournisseur doit respecter avec une tolérance de plus ou moins 15% de de la puissance nominale (P_{nom}).

Ces règles s'appliqueront aussi, à terme, aux producteurs d'énergie marine.

Il s'agit ici d'un stockage sur du moyen à long terme. Le système de stockage utilisé pour cette application doit avoir une forte densité d'énergie et une faible densité de puissance.

Ce système de stockage peut être situé à terre ou en mer. Dans ce dernier cas, une maintenance régulière sera obligatoire. Il doit disposer d'une durée de vie importante et d'une bonne tenue en cyclage (acceptation de fortes charges et décharges et nombre de cycles important). Les batteries semblent donc bien adaptées pour ce type d'utilisation, de même que le vecteur hydrogène ou encore les volants d'inertie (d'après le diagramme de Ragone en figure 1.16).

Pour répondre à ces deux problématiques (lissage de la puissance et équilibre production/consommation), deux systèmes de stockage pourraient être intégrés en parallèle : un système de stockage à court terme (supercondensateurs, volants d'inertie, SMES) et un système de stockage à moyen ou long terme (batterie, volant d'inertie ou hydrogène).

1.2 Objectifs et positionnement scientifique de la thèse

Un état de l'art sur la conversion de l'énergie des vagues en autre forme d'énergie, les différentes technologies envisagées et les contraintes imposées par les gestionnaires de réseau pour l'intégration de ces systèmes au réseau électrique a été réalisé.

Ceci a permis de confirmer l'intérêt grandissant pour l'énergie houlomotrice. Il ressort aussi de cet état de l'art que, bien que de nombreuses études ont été menées sur l'optimisation de la production d'énergie, la problématique de la qualité de l'énergie est encore d'actualité.

Ce sujet a été traité dans plusieurs études. On peut notamment citer les travaux de A. Blavette [48] sur la qualité de la puissance injectée au réseau et la modélisation systémique des dispositifs de récupération d'énergie marine ou les travaux de S. Armstrong sur l'impact des stratégies de contrôle de la génératrice sur la qualité de la puissance [49].

En France, plusieurs thèses ont aussi été réalisées au laboratoire SATIE de l'ENS Rennes sur le dimensionnement d'une chaîne de conversion pour un houlogénérateur à conversion électrique direct connecté au réseau et incluant un système de lissage de la puissance [50], puis l'optimisation de l'efficacité économique sur cycle de vie de la filière de la houlogénération directe [51]. Cette dernière étude, réalisée par T. Kovaltchouk avait notamment pour but de répondre à la question suivante : "comment optimiser le dimensionnement et le fonctionnement de la chaîne électrique d'un houlogénérateur direct afin de minimiser le coût de production du kWh, tout en prenant en compte les contraintes environnantes, en particulier celles provenant du réseau ?"

Ce travail s'est inscrit dans le cadre du projet ANR QUALIPHE (QUALité, Lissage et Intégration au réseau de la Production des Houlogénérateurs Electriques directs) qui portait sur la définition de méthodologies de dimensionnement d'un système de stockage (notamment supercondensateur) et de sa gestion d'énergie pour assurer le lissage de la production et améliorer la qualité de l'énergie produite, de critères qualitatifs et quantitatifs de la qualité de l'énergie électrique acceptable par un réseau et le développement de méthodes de prédiction de la houle et de commande du système de récupération dans le but d'optimiser en quantité et en qualité l'énergie électrique produite. Les partenaires de ce projet étaient le SATIE, le LHEEA et l'IRCCyN (Ecole Centrale de Nantes) et le SyDEV (Syndicat Départemental d'Énergie et de l'Équipement de la Vendée).

Ces différents travaux serviront de référence pour cette thèse.

Le principal objectif des présents travaux est d'étudier l'impact de l'ajout d'un système de stockage dans la chaîne de conversion sur la qualité de la puissance au point de livraison

au réseau électrique.

Pour cela, un outil de simulation numérique a été développé, dans un premier temps. Ce dernier consiste en un modèle prenant en compte à la fois les parties hydrodynamique de récupération de l'énergie des vagues, la partie mécanique de conversion de cette énergie en électricité et enfin toute la chaîne de conversion électrique jusqu'au point de connexion au réseau électrique. Afin de pouvoir étudier l'impact des caractéristiques du réseau sur la qualité de la puissance, ce dernier a aussi été modélisé dans la chaîne.

Le développement de cet outil de simulation a permis de définir des stratégies de contrôle ayant pour but, à l'aide des différents convertisseurs, de maintenir les contraintes et la stabilité du système, tout en optimisant la puissance récupérée.

Cet outil, appelé modèle wave-to-wire, a permis, dans un second temps, d'estimer la qualité de la puissance injectée au réseau pour un cas d'étude choisi : le système houlogénérateur SEAREV considéré comme installé sur le site du SEMREV. Suivant les résultats obtenus, des stratégies ont été proposées afin d'améliorer la qualité de la puissance. L'utilisation d'un système de stockage est notamment envisagé. Une partie importante du travail a alors consisté à déterminer une méthode de gestion optimale de l'énergie dans la chaîne de conversion de la vague au réseau électrique, en prenant en compte ce système de stockage.

Une des particularités des énergies marines renouvelables concerne les tests en situation réelle (en mer), qui sont particulièrement onéreux et contraignants (temps et difficulté de mise en oeuvre) du fait de l'environnement marin. Il paraît donc particulièrement important de pouvoir simuler le comportement des systèmes dans un environnement le plus semblable possible à l'environnement réel, sans avoir besoin d'opération en mer. Pour cela, la plateforme "Hardware-in-the-loop" développée par le CEA tech Pays-de-la-Loire a été utilisée. Celle-ci a notamment permis d'émuler le comportement du réseau électrique, des systèmes de stockage et de la génératrice électrique. Les différentes stratégies de régulation développées sur le modèle ont alors pu être testées sur cette plateforme.

Les travaux de cette thèse ont fait l'objet de deux publications : [52] et [53], traitant du développement du modèle wave-to-wire ainsi que des différents algorithmes de contrôle implémentés et des résultats obtenus à l'aide de ce modèle.

Au sein du LHEEA de l'Ecole Centrale de Nantes, ces travaux ont notamment pour objectif de compléter les travaux réalisés dans le cadre des études de la simulation hydrodynamique de fermes houlomotrices et de leur contrôle optimal.

Chapitre 2

Étude des profils de tension et de courant - mise en place d'un modèle wave-to-wire

Afin de pouvoir étudier en détail le comportement des systèmes de puissance et les solutions visant à améliorer l'intégration des systèmes houlomoteurs au réseau électrique existant, il est nécessaire de disposer d'un modèle dit "wave-to-wire", soit un modèle représentant toutes les étapes de conversion, depuis la vague jusqu'au réseau électrique. Ce modèle permet d'avoir accès à toutes les variables d'intérêt et de tester des stratégies de contrôle pour les composants électriques de la chaîne de conversion [52].

2.1 La modélisation wave-to-wire

Des modèles de type wave-to-wire sont développés depuis plusieurs années dans le but d'étudier la conversion d'énergie primaire, mais aussi de déterminer les effets que peuvent avoir les stratégies de contrôle appliquées sur les systèmes de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique (qu'ils soient direct ou qu'ils incluent une interface hydraulique) sur le reste du système. En effet, le contrôle des systèmes de récupération de l'énergie houlomotrice a longtemps été limité au contrôle hydrodynamique, qui considère souvent une version grandement simplifiée du système de conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique (power take-off ou PTO).

Ce type de modèle permet aussi de réaliser un pré-dimensionnement des équipements électroniques nécessaires. Ainsi, dans leur étude de la qualité de l'énergie produite par une ferme de flotteurs à mouvement vertical, Tedeschi et Santos-Mugica [54] insistent sur l'importance de l'approche système pour la modélisation, une approche fragmentée pouvant mener à des solutions économiquement ou techniquement inacceptables.

Les modèles wave-to-wire peuvent être divisés en différentes étapes [55] : la ressource (les vagues), l'absorption (système houlomoteur), la génération (génératrice électrique) et la conversion (électronique de puissance). La figure 2.1 illustre ces étapes pour un système houlomoteur à entraînement direct (direct drive).

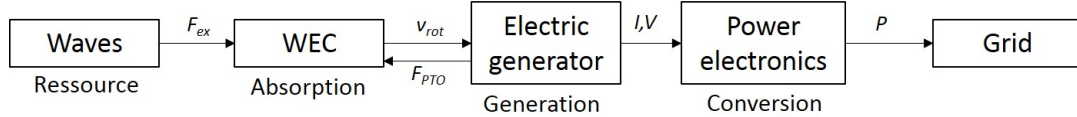


FIGURE 2.1 – Diagramme de la chaîne wave-to-wire dans le cas d'un convertisseur direct

Des modèles de complexités différentes ont été développés précédemment, avec des objectifs divers.

Certains modèles, appelés aussi wave-to-wire, simulent uniquement une partie de la chaîne. En général il s'agit de la partie hydrodynamique et mécanique de la conversion d'énergie houlomotrice (ressource et absorption), avec des représentations différentes du PTO. C'est le cas du modèle du SEAREV présenté par Josset et al. [56] ou encore du modèle de bouée oscillante et de son PTO hydraulique présenté dans [57].

Des modèles englobant une partie plus importante de la chaîne de conversion (conversion mécanique et conversion électrique) ont aussi été développés précédemment à ce travail, pour différents principes de récupération de l'énergie houlomotrice : colonnes d'eau oscillantes [58], systèmes à déferlement [59] mais aussi systèmes directement mus par la houle. Pour ces derniers, les modèles sont aussi spécifiques au type de houlomoteur utilisé et au PTO considéré : certains modèles intègrent la description de la dynamique d'un PTO hydraulique ([60], [61]) tandis que les systèmes direct-drive (tout électriques) ont aussi fait l'objet de plusieurs modèles de représentation de la vague au réseau.

Ainsi, Tedeschi et al. [62] ont présenté un modèle wave-to-wire pour lequel le système houlomoteur considéré est une bouée avec un seul degré de liberté (heave, mouvement vertical). Le PTO est constitué d'une machine électrique tournante contrôlée par un convertisseur à modulation de largeur d'impulsions bidirectionnel. Le but de ce modèle est de tester des stratégies de contrôle du système houlomoteur en fonction du dimensionnement de la chaîne de conversion complète.

De même, Wu et al. [63] ont aussi proposé un modèle pour l'étude du comportement dynamique du système Archimede Wave Swing (AWS) lorsqu'il est connecté au réseau électrique. Pour ce système, une génératrice électrique linéaire reliée à un convertisseur back-to-back est utilisée.

Certains de ces modèles ont été réalisés dans le but d'étudier la connexion des houlomoteurs au réseau électrique. C'est le cas pour le modèle du Lifesaver décrit dans [64], ainsi que pour le modèle de ferme de colonne d'eau oscillante développé par Blavette et al. [65]. C'est aussi le cas du modèle utilisé pour l'étude de la qualité de l'énergie produite sur la plateforme BIMEP (Biscay Marine Energy Platform) dans [54] et du modèle plus générique de Forehand et al. [66]

2.2 Discussion sur l'architecture électrique de la ferme et le mode de transport de l'électricité choisis pour le modèle wave-to-wire

Les opérateurs de réseau commencent à classer les centrales électriques suivant qu'elles soient découplées du réseau ou directement connectées, comme le montre le code de réseau rédigé par l'ENTSO-E en 2012 [18] qui définissait des contraintes d'intégration au réseau en fonction de la puissance nominale de la centrale, de la tension au point de connexion et du type d'interface avec le réseau [48].

S'il y a encore peu de fermes houlomotrices effectivement installées en mer, il est quand même possible d'observer une architecture commune pour un certain nombre d'études concernant l'interface avec le réseau [55] [63]. Cette architecture est inspirée de l'expérience gagnée dans le domaine de l'énergie éolienne, similaire à l'énergie houlomotrice de par bien des aspects.

Il s'agit de découpler complètement le système houlomoteur et sa génératrice électrique du réseau électrique, à l'aide de convertisseurs d'électronique de puissance connectés dos-à-dos (un redresseur puis un onduleur - convertisseurs back-to-back). Cette interface, qui sert notamment à favoriser les échanges de puissance entre la génératrice et le réseau électrique en annihilant l'impact de la différence de fréquence entre les deux réseaux AC, permet aussi de ne pas transmettre directement au réseau électrique les fluctuations de puissance causées par les vagues.

Cependant, le coût d'un tel système peut atteindre jusqu'à 100% du coût de la génératrice. De plus les composants d'électroniques de puissance créent des harmoniques supplémentaires, qui doivent alors être atténuées par différentes méthodes de filtrage.

Après l'étape de conversion à l'aide des convertisseurs d'électronique de puissance, l'énergie doit être transmise au réseau par un câble de transmission sous marin, reliant la sous-station de la ferme houlomotrice au réseau côtier. Cette étape peut être réalisée en haute tension alternative AC (HVAC) ou continue DC (HVDC).

La transmission en AC est utilisée depuis de nombreuses années et bénéficie d'un retour d'expérience important pour le transport d'énergie offshore sur de longues distances.

Historiquement, ce type de transmission était favorisé car il était très difficile, avec un système DC, d'augmenter suffisamment la tension de transport pour transporter la puissance sur de longues distances à cause des chutes de tension induites par les pertes en RI^2 . Cependant, ces dernières années, le développement de l'électronique de puissance a conduit à un regain d'intérêt pour la transmission HVDC.

En effet, les pertes induites dans les câbles sur de longues distances sont plus faibles pour une transmission HVDC qu'une transmission HVAC (pas de perte par effet de peau et pertes beaucoup plus faibles par effet de couronne). De plus, grâce à l'absence d'inductance dans les lignes DC, il est plus facile de réguler la tension, et leur contrôlabilité est beaucoup plus avancée.

Les câbles AC possèdent une forte capacitance (de l'ordre de 150 kVar/km pour les câbles 33 kV polyéthylène XLPE) ce qui conduit à générer un courant réactif important. Ceci diminue la capacité de transport du courant actif et implique donc l'ajout de mécanismes de compensation le long de la ligne. Cette capacitance importante peut aussi induire des résonances entre les réseaux onshore et offshore, conduisant à des distorsions dans le profil de tension. De plus, les deux réseaux sont étroitement couplés et les défauts apparaissant dans l'un des réseaux apparaissent aussi de l'autre côté.

Si la transmission DC requiert moins de conducteur que la transmission AC (deux conducteurs pour trois en AC triphasé), la station terminale dans le cas d'une transmission DC est beaucoup plus onéreuse que pour une transmission AC. Ainsi, la transmission HVDC ne devient plus intéressante économiquement qu'après une certaine distance de câble (break-even distance) qui est de l'ordre de 500km pour les câbles on-shore et 50km pour les câbles off-shore [67] (2.2).

La transmission HVDC peut donc être considérée comme un complément à la transmission HVAC, qui n'est pas encore vouée à disparaître, du fait notamment de la facilité d'augmenter et abaisser la tension en AC.

2.2. DISCUSSION SUR L'ARCHITECTURE ÉLECTRIQUE DE LA FERME ET LE MODE DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ CHOISIS POUR LE MODÈLE WAVE-TO-WIRE

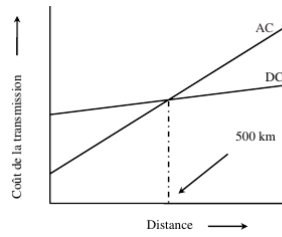


FIGURE 2.2 – Comparaison du coût des transmissions HVDC et HVAC en fonction de la longueur de la ligne

Pour le modèle wave-to-wire considéré il a donc été choisi d'utiliser une transmission HVAC, notamment pour la connaissance actuelle de ces systèmes.

Le modèle wave-to-wire est construit à l'aide de Matlab-Simulink et des boîtes à outils Simscape et SimPowerSystems, développées pour la modélisation de systèmes électrotechniques et d'électronique de puissance. La figure 2.3 présente le schéma simulink du modèle wave-to-wire.

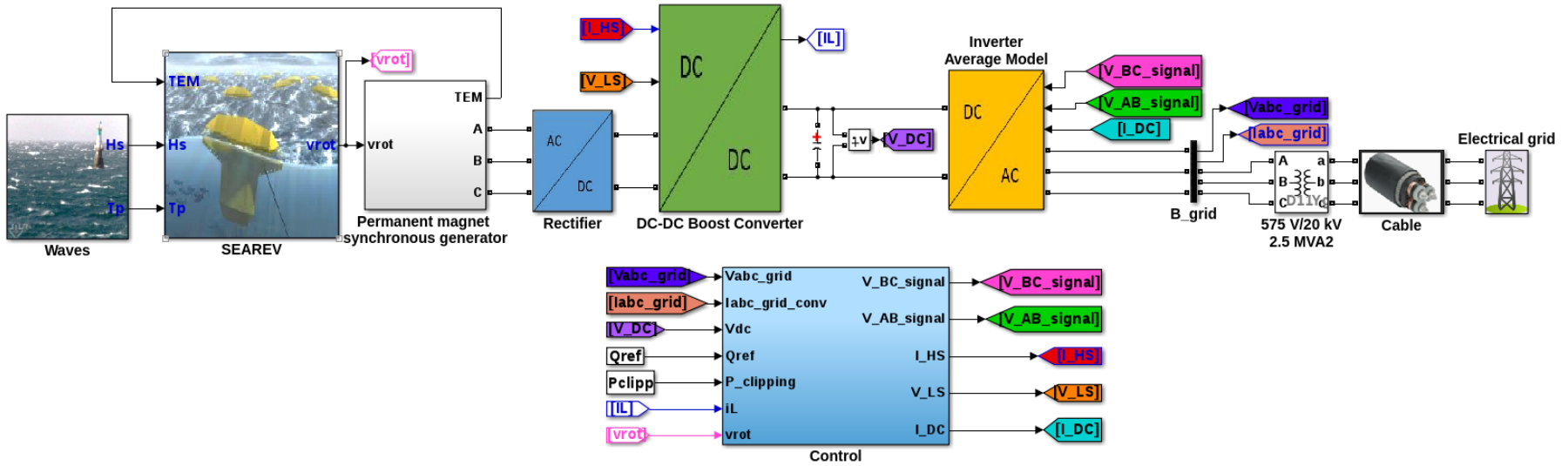


FIGURE 2.3 – Schéma Simulink du modèle wave-to-wire

2.3 Étape d'absorption - Cas d'étude du houlogénérateur SEAREV

Le système houlomoteur considéré dans cette étude est le SEAREV, un convertisseur d'énergie des vagues développé par le laboratoire LHEEA de l'École Centrale de Nantes [68]. Il s'agit d'un système composé d'un corps flottant, complètement clos, dans lequel est suspendu un volant pendulaire à masse excentrée. Ce dernier va osciller sous l'action de la houle, se comportant comme un pendule. Le mouvement relatif créé entre le flotteur et la roue pendulaire est alors converti en énergie électrique.

La figure 2.4 montre une illustration du SEAREV [68].



FIGURE 2.4 – Illustration du houlomoteur SEAREV

Ce système possède plusieurs avantages. En effet, toutes les parties mobiles et les parties les plus sensibles à l'environnement marin (dont les composant électroniques et les liaisons mobiles) sont situées à l'intérieur du flotteur, ce qui permet de diminuer les besoins en maintenance et d'augmenter leur durée de vie, notamment en évitant la corrosion et le biofouling (formation d'une couche d'organismes vivants, comme des moules par exemple, sur une surface immergée).

Les variations du niveau de la mer n'ont pas d'effet sur le système, et celui-ci ne nécessite pas de référence externe, ce qui permet d'utiliser un dispositif d'ancrages souples.

Le système pendulaire ne présente pas de butée, ce qui le rend particulièrement résistant aux états de mers extrêmes.

Une maquette à l'échelle $\frac{1}{12}^{eme}$, testée dans le bassin de houle de l'École Centrale de Nantes en 2006, a permis la validation du principe et l'étude de la conversion électromécanique de l'énergie. Une deuxième maquette à l'échelle $\frac{1}{20}^{eme}$ a été utilisée pour des tests de survie en bassin, avec des vagues au réel de plus de 30m.

Pour le SEAREV, un PTO hydraulique et un PTO électrique ont été envisagés.

— PTO hydraulique pour le SEAREV [56] :

Il s'agit d'une solution utilisant une pompe hydraulique à fort couple et faible vitesse. Cette pompe est directement branchée sur le pendule et la transmission des efforts mécaniques se fait à travers l'arbre commun. Le circuit hydraulique est donc composé de :

- Un accumulateur à haute pression
- Un accumulateur à basse pression (réservoir)
- Un pont de clapets anti-retour
- Un moteur hydraulique à cylindrée variable
- Des électrovannes à commande

Le moteur hydraulique est commandé par une stratégie de régulation : la pompe n'est raccordée au pendule que si la vitesse de ce dernier est comprise entre un seuil minimal et un seuil maximal (défini par le constructeur). Le moteur, lui, fonctionne

lorsqu'il y a de l'huile dans l'accumulateur haute pression.

Des filtres passe-bas permettent de contrôler la pression dans l'accumulateur haute pression afin de permettre une sortie lissée pour tous les groupes de vagues.

— *PTO électrique pour le SEAREV* :

Le SEAREV est l'un des seuls houlomoteurs à pouvoir permettre l'utilisation d'une génératrice tournante en entraînement direct. C'est pourquoi les équipes du LHEEA et du SATIE (Ecole Centrale de Nantes et ENS Cachan) ont mis au point un projet de machine à entraînement direct avec une génératrice tournante associée à un convertisseur électronique et une stratégie de pilotage adaptée, à la place de la solution hydraulique présentée précédemment. Ces travaux sont notamment présentés dans les thèses de M. Ruellan [69] et de J. Aubry [50].

En plus de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique, la génératrice amortit le mouvement du pendule en générant un couple de frottements visqueux, proportionnel à la vitesse de rotation. Ce couple d'amortissement peut être utilisé pour maximiser l'énergie produite par le système tout en diminuant les pics de puissance. La génératrice peut éventuellement être précédée d'un moyen d'adaptation mécanique du mouvement (pignon, crémaillère, boîte à engrenage, vis à bille, ...). Cependant, au vu des très faibles vitesses de rotation observée, un tel système peut s'avérer superflu.

Ces deux systèmes sont présentés en figure 2.5 [68] [50] (pour la version hydraulique, les vérins ont ultérieurement été remplacés par la pompe hydraulique).

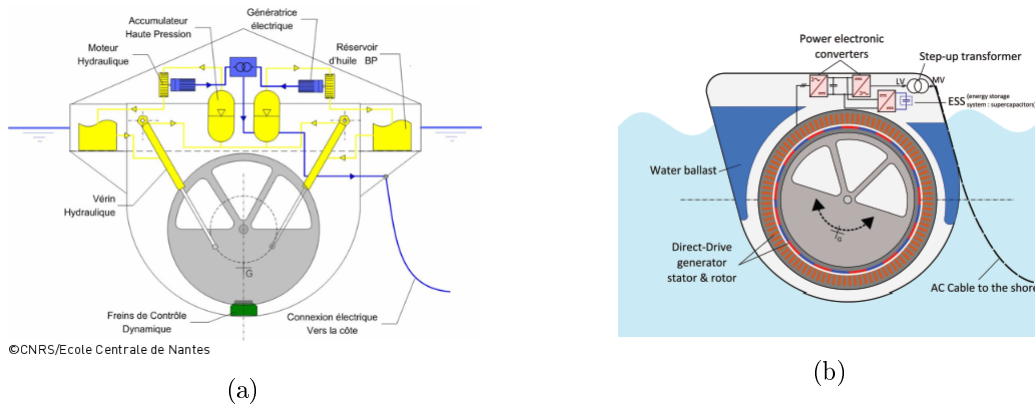


FIGURE 2.5 – Schémas du système houlomoteur SEAREV version hydraulique (a) et version tout électrique (b)

Afin d'étudier les interactions entre la houle et le système, il faut pouvoir modéliser ce dernier, à l'aide de son équation du mouvement 2.1.

$$(M + \mu_\infty)\ddot{X} = F_{ex} - I - F_{PTO} - K_H X - F_p \quad (2.1)$$

Où

- M est la matrice ($4 * 4$) de masse du système de récupération de l'énergie de la houle.
- μ_∞ est la matrice de masse d'eau ajoutée.
- X est la dérivée seconde par rapport au temps (accélération) du vecteur des paramètres de position X :

$$X = (x_G, z_G, \theta, \alpha)^t$$

x_G est le mouvement de cavement (suivant l'axe x) du centre de gravité du corps flottant, z_G est le mouvement de pillonnement (suivant l'axe z), θ est l'angle de tangage (rotation autour de l'axe y) et α représente le mouvement relatif entre le corps flottant et le pendule intérieur.

- F_{ex} est la force d'excitation hydrodynamique due aux vagues incidentes et diffractées.
- F_{PTO} est la force d'amortissement exercée par la génératrice sur le volant
- K_H est la matrice de raideur hydrostatique.
- I est le vecteur des coefficients I_{ijr} résultant de l'identification du terme mémoire des efforts de radiation.
- F_P représente la composante de la force de Coriolis et de la force de gravité.

La résolution de cette équation est détaillée dans le cadre des travaux de thèse d'Aurélien Babarit au LHEEA [70].

Le modèle hydrodynamique du SEAREV utilisé ici est un modèle d'équations d'état dans le domaine temporel [71]. En effet, si les simulations dans le domaine fréquentiel sont plus rapides et très utiles pour les études initiales, elles sont restreintes aux problèmes linéaires. Le modèle hydrodynamique du SEAREV permet donc, pour un état de mer donné (H_s , T_p), l'obtention d'un profil de mouvement pour le SEAREV ainsi qu'un profil de puissance mécanique produite. La génératrice électrique directement reliée à la sortie du SEAREV exerçant sur ce dernier une force d'amortissement, le couple électromagnétique créé par la génératrice constitue aussi une entrée pour le modèle du houlomoteur (terme F_{PTO}).

Le modèle hydrodynamique du SEAREV est détaillé en annexe A1 .

2.4 Étape de génération

Une fois l'énergie mécanique de la houle absorbée, il est nécessaire de la convertir en une forme d'énergie exploitable, comme l'énergie électrique.

La plupart des systèmes houlomoteurs utilisent des génératrices linéaires, qui semblent particulièrement adaptées à l'absorption de l'énergie des vagues puisque les mouvements des convertisseurs sont souvent linéaires (cas de la bouée pilonnante [51]).

L'utilisation d'une génératrice tournante nécessiterait une étape de conversion additionnelle afin d'obtenir un mouvement de rotation. Cependant, l'inconvénient des machines linéaires est qu'il y a toujours une partie active non utilisée, ce qui n'est pas le cas pour les génératrices tournantes. De plus la vitesse linéaire du translator, donnée par la vitesse du système houlomoteur, est plus faible que la vitesse obtenue avec un générateur tournant pour la même vitesse de houlomoteur.

Polinder & al. ont réalisé une étude des différents générateurs linéaires considérés pour les systèmes houlomoteurs dans [13] :

- générateur linéaire à induction
- générateur à inductance variable
- générateur à aimants permanents (entrefer air et stator ferrique)

Ils concluent que, pour le houlomoteur Archimede Wave Swing (AWS), la génératrice à aimants permanents présentant du fer à la fois au stator et au translator est la plus efficace et la moins onéreuse. Le critère utilisé prend en compte les pertes et l'énergie dissipée

ramenée à un critère économique grâce au prix de l'énergie sur une période de cinq ans, ainsi que les coûts relatifs au générateur et aux parties actives.

Quelques développeurs de système houlomoteurs ont aussi décidé d'utiliser des génératrices à vitesse variable [55] : machine asynchrone à double alimentation (cascade hyposynchrone ou DFIG) pour une colonne d'eau oscillante [58], une génératrice synchrone à aimants permanents pour le Lifesaver [72], le Wavedragon [73] et le SEAREV [69] ou une génératrice asynchrone à vitesse variable par Oceanlinx [74] et Wavestar [61].

La génératrice électrique utilisée pour ce modèle wave-to-wire est une génératrice synchrone à aimants permanents, adaptée au système houlomoteur SEAREV. Il s'agit d'un des seuls systèmes houlomoteurs permettant l'utilisation directe d'une génératrice tournante. Les machines synchrones à aimants permanents sont des machines synchrones classiques pour lesquelles le circuit d'excitation DC est remplacé par des aimants permanents (en surface ou enterrés) très puissants. Les balais et les bagues servant à alimenter l'inducteur dans les machines synchrones classiques sont donc supprimés, ce qui permet d'avoir une génératrice de plus petite taille et avec un moment d'inertie faible et donc une plus grande fiabilité ainsi qu'une densité de puissance par ratio de volume plus importante. La présence d'aimants dans le circuit du rotor permet de diminuer les pertes électriques. De plus, l'inductance de l'induit est réduite par rapport à l'utilisation de pièces polaires en fer doux, le temps de réponse de la machine est donc moins important [75].

Le modèle de machine synchrone à aimants permanents utilisé décrit la dynamique d'une machine synchrone triphasée (moteur ou génératrice) à pôles lisses ou saillants. La dynamique de cette génératrice est représentée dans le repère de Park (ou plan à référence rotor) : l'axe d (direct) correspond à l'axe électrique des aimants tandis que l'axe q (quadrature) correspond à l'axe placé à 90° de l'axe d. Le principal avantage de cette représentation est que les variables sinusoïdales apparaissent comme directes [76].

Les figures 2.6 [76] et 2.7 donnent une représentation des forces électromagnétiques dans le repère dq ainsi que le modèle électrique dq pour une machine synchrone. Les enroulements du stator sont connectés en Y à un point neutre.

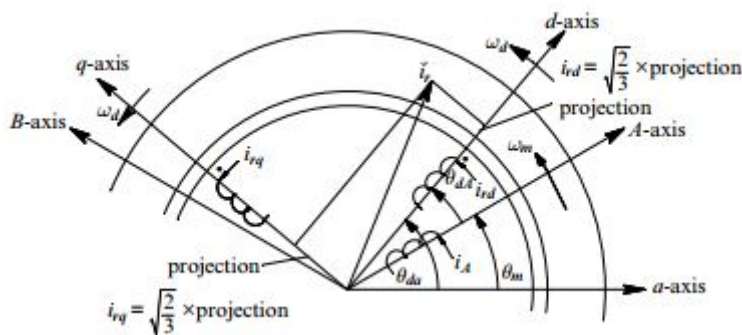


FIGURE 2.6 – Représentation des forces magnétomotrices du rotor par des courants d'enroulement équivalents dans le repère dq

La forme de la force contre-électromotrice (tension ou force électromotrice qui s'oppose au courant qui l'induit) est ici paramétrée comme sinusoïdale, ce qui implique que le flux établi par les aimants permanents dans le stator est sinusoïdal.

Les équations 2.2, 2.3 et 2.4 explicitent la modélisation de la partie électrique de la génératrice (tension au stator) [55] [75]. Elles sont exprimées par rapport au repère de référence

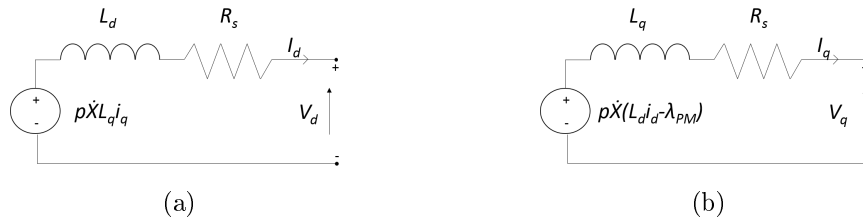


FIGURE 2.7 – Circuits électriques équivalents pour le modèle de la machine synchrone à aimants permanents (a) axe d (b) axe q

du rotor.

$$V_d = -R_s i_d - L_d \frac{d}{dt} i_d + p \dot{X} L_q i_q \quad (2.2)$$

$$V_q = -R_s i_q - L_q \frac{d}{dt} i_q - p \dot{X} (L_d i_d - \lambda_{PM}) \quad (2.3)$$

$$Tem = \frac{3}{2} p [\lambda_{PM} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (2.4)$$

Où :

- les indices d et q font référence aux axes "direct" et "quadrature"
- \dot{X} représente la vitesse angulaire du rotor (rad/s).

La relation entre la fréquence angulaire de la tension au stator (vitesse angulaire électrique, en rad/s) ω_e et la vitesse angulaire mécanique du rotor \dot{X} est donnée dans l'équation suivante : $\omega_e = \dot{X} p$

- λ_{PM} est l'amplitude du flux magnétique créé par les aimants permanents du rotor (Wb)
- p est le nombre de paires de pôles
- R_s est la résistance des enroulements du stator (Ω)
- L est l'inductance de fuite (H). L_d et L_q représentent la relation entre l'inductance de phase et la position du rotor due à la saillance du rotor. Par exemple, l'inductance mesurée entre une phase a et une phase b (phase c laissée ouverte) est donnée par : $L_{ab} = L_d + L_q + (L_q - L_d) \cos(2\Omega_e + \frac{\pi}{3})$ où Ω_e est l'angle électrique.
- Tem est le couple électromagnétique (Nm)

Pour des machines synchrones à aimants permanents montés en surface, $L_d = L_q = L_s$ (inductance des enroulements du stator). Le couple électromagnétique peut donc être exprimé comme suit (équation 2.5) :

$$Tem = \frac{3}{2} p \lambda_{PM} i_q \quad (2.5)$$

Le flux magnétique par paire de pôles induit dans les enroulements du stator par les aimants, λ est calculé suivant l'équation 2.6 [75]

$$\lambda_{PM} = \frac{V_{pic}}{\omega_{nom}} \quad (2.6)$$

Où

- V_{pic} est la tension crête nominale de la machine (V)
- ω_{nom} est la vitesse nominale du rotor (tr/min)

La partie mécanique est représentée par l'équation 2.7 [77].

$$\Delta\dot{X} = \frac{1}{J}(Tem - Tf - Tm - F\dot{X}) \quad (2.7)$$

Où :

- J est l'inertie combinée du rotor et de la charge ($kg.m^2$)
- Tm est le couple mécanique (Nm)
- Tf est le couple de frottement statique du bras de rotor (Nm)
- Tem est le couple électromagnétique (Nm)
- F est le frottement visqueux (Nms)

Cette partie mécanique permet de déterminer la vitesse de rotation de la machine lorsque la donnée d'entrée est le couple (la convention de signe appliquée ici pour le couple mécanique est telle que lorsque la vitesse est positive, un signal de couple mécanique positif indique un fonctionnement en mode moteur et un signal de couple négatif un fonctionnement en mode générateur).

Dans le modèle présenté ici, la vitesse de rotation est imposée à la machine par le modèle mécanique du SEAREV.

Les paramètres du générateur ont été déterminés en s'inspirant de l'optimisation réalisée par J. Aubry dans [50], dont l'objectif était de minimiser le coût de la chaîne électrique et de maximiser l'énergie convertie (tableau 2.1).

Paramètre	Valeur
Vitesse nominale	1 rad/s soit 9.55 tr/min
Tension efficace nominale	800 V
Tension pic nominale	$V_{nom} = \sqrt{2} * 800 = 1131V$
Paires de pôles	124
Flux magnétique	$\frac{1131}{9.55} = 118.5V.s$ (équation 2.6)
Résistance de phase au stator	24.3m Ω
Inductance de l'armature	0.4 mH

TABLE 2.1 – Paramètres de la génératrice électrique

Dans le cas de l'énergie houlomotrice, la vitesse de rotation du rotor est faible (inférieure à 5 rad/s). De plus, le couple d'amortissement optimal pour chaque état de mer (déterminé dans la partie [Modèle du hacheur survolteur](#)) est élevé, de l'ordre de $1e^6$ Nm. Avec le flux magnétique calculé dans le tableau 2.1, les courants produits pour obtenir de tels flux sont très importants (équation 2.5). Ainsi, il a été décidé de surdimensionner la génératrice synchrone à aimants permanents de manière à diminuer les dimensions des convertisseurs de puissance présents le long de la chaîne électrique (flux multiplié par quatre). De la même manière, l'inductance de l'armature et la résistance de phase ont été dimensionnées de manière à ce que l'ordre de grandeur du couple électromagnétique produit corresponde à l'ordre de grandeur du couple optimal, tout en gardant un courant en sortie de machine pertinent (inférieur à 4000A, soit quatre fois I_{nom}).

Les paramètres utilisés dans le modèle wave-to-wire pour la génératrice électrique sont donc ceux présentés dans le tableau 2.2.

La machine étant directement couplée au système houlomoteur, elle exerce sur ce dernier une rétroaction qui se traduit par un couple d'amortissement. Il est fondamental de

Flux magnétique par paire de pôles	3.8 V.s
Résistance de phase au stator	24 mΩ
Inductance de l'armature	0.4 mH

TABLE 2.2 – Paramètres de simulation

contrôler ce couple, comme décrit dans la suite du document (partie [Modèle du hacheur survolteur](#)), de manière à maximiser la puissance mécanique extraite à la sortie du système houlomoteur.

Le modèle de machine électrique permet d'extraire une mesure de couple électromagnétique. En pratique, la mesure de couple étant trop onéreuse, on utilise plutôt un observateur (position, vitesse) qui permet de reconstruire le couple à l'aide des caractéristiques de la machine. Ces capteurs sont robustes et meilleur marché.

2.5 Étape de conversion

Les génératrices à vitesse variable ne peuvent pas être directement connectées au réseau électrique, notamment à cause de la différence de fréquence entre le réseau AC de la génératrice et le réseau électrique.

Le découplage entre la génératrice et le réseau électrique est réalisé ici par la création d'un bus DC à l'aide d'un convertisseur dos-à-dos (convertisseur AC-DC-AC) comme représenté sur la figure 2.1. Ce convertisseur est utilisé pour échanger de la puissance entre les deux réseaux AC (sortie du système houlomoteur et réseau électrique de transmission) sans que ce transfert ne soit affecté par la différence de fréquence (et de tension) entre ces deux réseaux. De plus, les perturbations présentes sur l'un de ces réseaux ne sont pas répercutées sur l'autre. Ce convertisseur aide ainsi à améliorer la qualité de la puissance de manière à respecter les contraintes imposées par les gestionnaires de réseau tout en permettant à la vitesse de la génératrice de varier de manière à générer un maximum de puissance. Le contrôle du flux d'énergie peut être réalisé en quelques millisecondes.

Le convertisseur dos-à-dos est constitué d'un redresseur non contrôlé, un hacheur survolteur (boost) et un onduleur. Les convertisseurs dos-à-dos représentent la topologie de convertisseurs la plus utilisée dans les secteurs de l'énergie des vagues [78] [41] et de l'éolien [79]. Ils permettent de réduire les oscillations et les effets des harmoniques présents en sortie de la machine synchrone à aimants permanents. Ils autorisent aussi une flexibilité importante pour le contrôle des systèmes houlomoteurs tout en rendant possible un potentiel flux inverse de l'énergie (du réseau au houlomoteur). Dans le cas présenté ici, cette réversibilité est cependant rendue impossible par le fait que le redresseur soit un redresseur à diode.

Le passage par un bus DC permet aussi d'y insérer des systèmes de stockage d'énergie, si nécessaire.

Le choix de la tension du bus DC a été dictée par la contrainte suivante [80] : afin de garantir le fonctionnement des convertisseurs, la tension du bus DC est limitée à une valeur minimum liée à la tension phase-phase en sortie de l'onduleur, $V_{LLgrid-ond} : V_{DC} \geq 1.633V_{LLgrid-ond}$

2.5.1 Introduction aux modèles moyens

Les systèmes d'électroniques de puissance peuvent être représentés par différents types de modèles dont les modèles détaillés (switching models), représentant tous les événements de commutation et les modèles moyens (ou medium fidelity models).

Ces derniers représentent le comportement moyen du système pendant deux événements de commutation. Ils consistent à calculer la moyenne glissante des grandeurs considérées sur une fenêtre de temps T (où $f_s = \frac{1}{T}$ est la fréquence de commutation), en considérant deux états : interrupteur ouvert (off) et fermé (on) [81] [82].

Un modèle de convertisseur de puissance peut être divisé en plusieurs parties :

- les éléments linéaires invariants dans le temps, dont la structure ne dépend pas des événements de commutation (L, C, ...).
- les éléments non-linéaires et la partie contrôle (interrupteurs, diodes).

Les éléments non linéaires sont remplacés par des sources de tension et de courant contrôlées, représentant les relations entre les courants et tension moyens (ces 2 sources peuvent aussi être modélisées par un transformateur idéal avec un rapport de transformation équivalent pertinent).

Au niveau de l'inductance, la variation de courant pendant une période de découpage peut être calculée en intégrant la tension moyenne et, pour les condensateurs, la variation de tension est calculée en intégrant le courant moyen.

L'utilisation de modèles moyens permet de réduire le temps et l'effort de calcul lors des simulations impliquant des systèmes d'électronique de puissance. En effet, les événements de commutation requièrent une grande partie de la puissance de calcul utilisée. Les modèles de simulation incluant des fréquences de commutation d'environ 100 kHz nécessitent au moins 4 points de calculs avec des temps de simulation d'à peu près 10 μs pour calculer ces événements de commutation. Avec les modèles moyens, il est ainsi possible d'utiliser un pas de temps plus important, puisque les constantes de temps qui seraient introduites par la modélisation des semi-conducteurs non-idéaux n'entrent plus en jeu [83]

L'usage de tels modèles permet ainsi une plus grande simplicité de mise en œuvre de la modélisation des systèmes d'électronique de puissance tout en gardant une précision suffisante dans le domaine de validité du modèle.

Tant que les pertes sont considérées, et suivant le système étudié, il est suffisant de considérer le comportement dynamique du convertisseur : seulement les valeurs moyennes et RMS des courants et tension sont calculées. Les harmoniques dues aux événements de commutation ne sont pas représentées puisque les signaux sont moyennés sur une période de découpage.

Les pertes de conduction peuvent être simulées avec une résistance ohmique dans l'inductance de stockage, la tension de coude et les résistances internes de la diode et du mosfet. Il faut aussi prendre en compte les pertes de commutation.

Les convertisseurs sont considérés dans leur état permanent (steady state).

2.5.2 Redresseur

En sortie de la machine synchrone à aimants permanents, on obtient un bus AC triphasé, présentant en grande partie les fluctuations contenues dans le profil de puissance

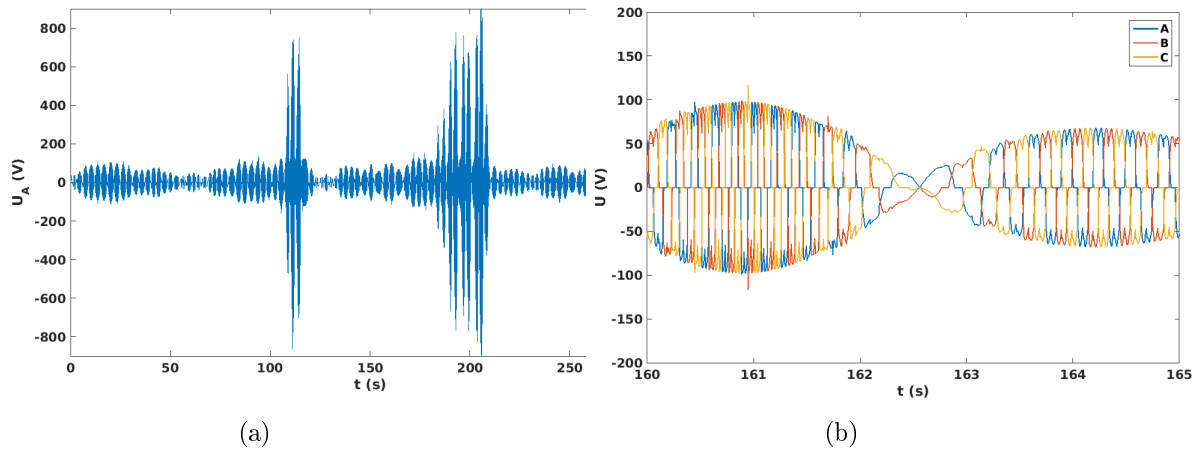


FIGURE 2.8 – Exemple de profil de tension en sortie de machine : allure générale de la phase A (a) et agrandissement : mise en évidence des trois phases (b)

mécanique (la génératrice électrique se comportant en source de courant).

Les figures 2.8 et 2.9 donnent des exemples de profils de tension et de courant obtenus en sortie de la génératrice, pour un profil de vitesse de rotation présenté en figure 2.5.2 ($(H_s, T_p) = (3m, 6s)$).

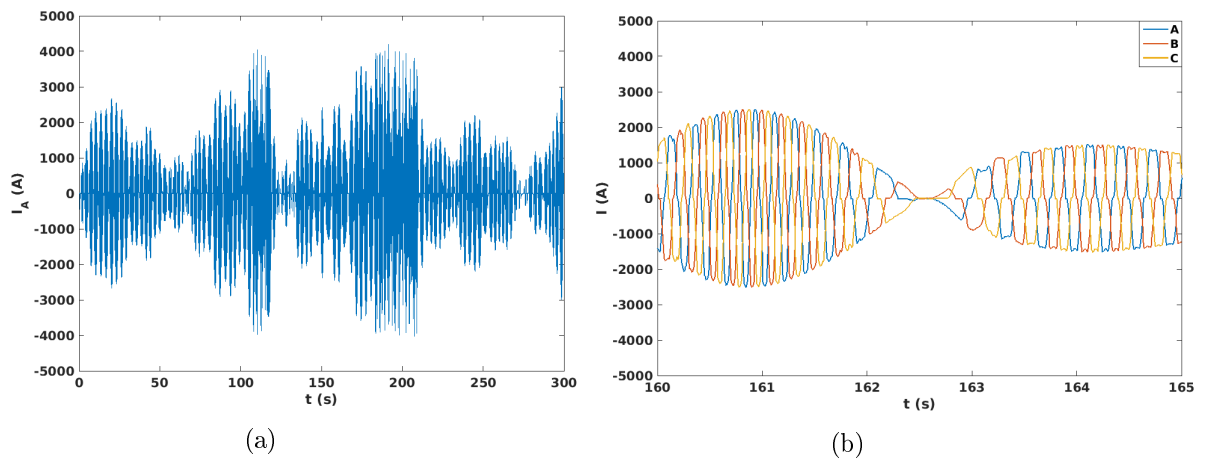


FIGURE 2.9 – Exemple de profil de courant en sortie de machine : allure générale (a) et agrandissement : mise en évidence des trois phases (b)

La première partie du convertisseur back-to-back consiste à redresser cette tension. Dans ce modèle, le redresseur n'est pas contrôlé. Ce choix est fondé sur les connaissances acquises dans le domaine de l'éolien dans lequel les redresseurs à diode unidirectionnels et la topologie dos-à-dos sont communément utilisés par soucis d'efficacité économique et parce que ces technologies sont simples à implémenter. Cependant, grâce au retour d'expérience concernant les redresseurs commandés pour des puissances importantes, le coût de ces convertisseurs est actuellement à la baisse. De plus, si l'on considère que le redresseur non commandé doit être suivi d'un hacheur, lui même contrôlé, il serait certainement pertinent d'envisager l'usage d'un redresseur à thyristor ou IGBT pour les futurs développements du modèle.

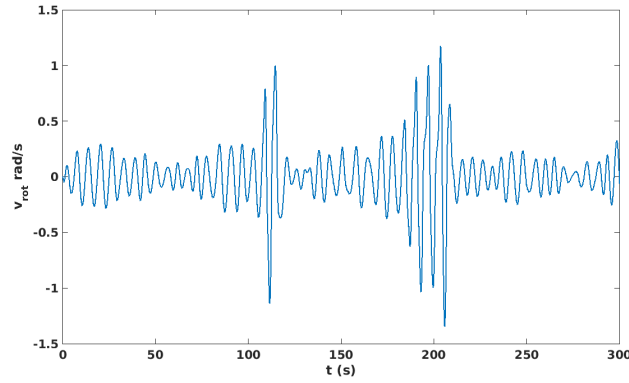


FIGURE 2.10 – Exemple de profil de vitesse de rotation imposée à la génératrice électrique du SEAREV ($(H_s, T_p)=(3\text{m}, 6\text{s})$)

Diodes conductrices	1,6	1,2	3,2	3,4	5,4	5,6
Tension de sortie	Uab	Uac	Ubc	Uba	Uca	Ucb

TABLE 2.3 – Tension de sortie du redresseur en fonction des diodes conductrices

Les inconvénients majeurs d'un redresseur à diodes sont la grande quantité d'harmoniques produites, qui peut affecter les performances du système, ainsi que le fait que le flux d'énergie soit unidirectionnel [84]. Le redresseur implémenté dans ce modèle est un redresseur triphasé pleine onde composé de 6 diodes, comme représenté sur la figure 2.11.

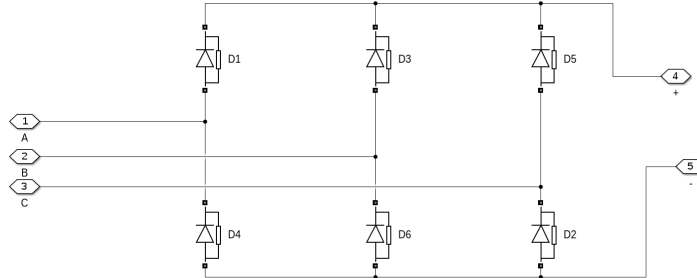


FIGURE 2.11 – Redresseur à diodes

Parmi les diodes D1, D3 et D5, la diode conductrice est celle avec la tension la plus importante à son anode (tension positive) et parmi les diodes D2, D4 et D6, celle qui conduit est celle qui possède la tension la plus négative à sa cathode (fonctions Min et Max illustrées dans le tableau 2.3).

La tension de sortie est ensuite établie avec les portions positives de sinusoides. La résistance interne des diodes est fixée à $1e^{-3}\Omega$. Cette valeur permet de ne pas considérer les diodes comme des composants idéaux, tout en étant assez faible.

Un filtre LC a été ajouté en sortie du redresseur afin d'assister le redresseur dans la gestion des oscillations et la suppression des harmoniques dues à la partie alternative [85]. Les paramètres de ce filtre sont calculés de la manière suivante (équations 2.8 et 2.9) [75], où V_{max} (V) est la tension maximum sur le bus DC après le redresseur, ΔI (A) est l'ondulation acceptée sur le courant en sortie du filtre (ici 20% du courant maximal, soit

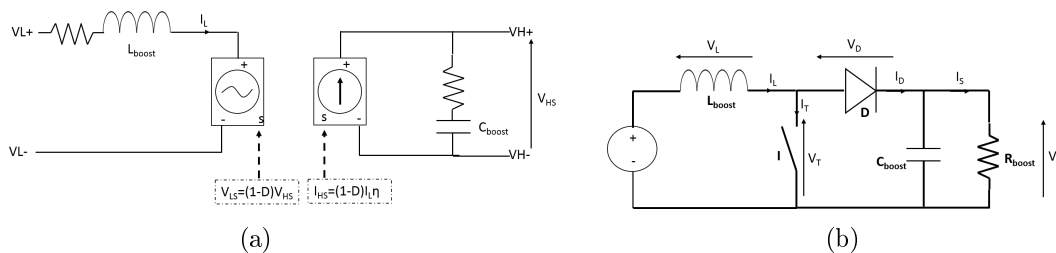


FIGURE 2.12 – Modèle moyen du hacheur survolteur (a) et modèle détaillé (b)

$\Delta I = 0.2 * \frac{P_{lev}}{V_{max}}$, $f_{nom-source}$ est la fréquence nominale du système (ici 0.16Hz car la vitesse de rotation de la génératrice est très faible) et ΔV (V) l'oscillation de tension acceptée en sortie de filtre (ici 10% de la tension maximale).

$$L_{filtre} = \frac{0.11 * V_{max}}{\Delta I * f_{nomsource}} \quad (2.8)$$

$$C_{boost} = \frac{I_{out(max)}}{f_{nomsource} * \Delta V} \quad (2.9)$$

La fréquence du système étant ici très faible, le filtre nécessaire serait très important ($L = 2.8H$ et $C = 108F$!) il a été décidé de le sous-dimensionner largement, afin d'effectuer seulement un pré-filtrage. Un filtrage plus important est ensuite réalisé à l'aide du hacheur survolteur. De plus, ajouter un filtre important en sortie de redresseur impacte fortement le contrôle du couple électromagnétique par le hacheur survolteur (puisque une partie de l'énergie est stockée dans le condensateur et dans l'inductance, un facteur correctif devrait alors être ajouté dans la boucle de contrôle pour prendre en compte le filtre).

2.5.3 Hacheur survolteur

2.5.3.1 Modèle du hacheur survolteur

La tension de sortie du redresseur ne peut pas être directement injectée sur le bus DC de l'onduleur. Elle doit être adaptée dans un premier temps, à l'aide d'un hacheur survolteur. Le couple de la génératrice et sa vitesse peuvent être contrôlés à l'aide du courant d'inductance de ce hacheur.

La figure 2.12 présente une comparaison entre le modèle moyen du hacheur survolteur (boost), utilisé dans le modèle wave-to-wire, et son modèle détaillé.

Les signaux d'entrée pour les sources de courant et de tension sont calculés en utilisant le rapport cyclique α (équations 2.10 à 2.13). Ce dernier correspond à la période pendant laquelle l'interrupteur est fermé, T_{on} , sur la période du hacheur, T : $\alpha = \frac{T_{on}}{T}$.

Les valeurs sont moyennées sur une période de commutation, ce qui permet de déterminer l'équation 2.10.

$$\int_0^T v_L \cdot dt = \int_0^{\alpha T} v_L \cdot dt + \int_{\alpha T}^T v_L \cdot dt = 0 \quad (2.10)$$

Où v_L est la tension basse du convertisseur et v_H la tension du côté haut.

Or, pendant αT , la loi des mailles permet d'obtenir l'équation 2.11 et l'équation 2.12 pendant le reste de la période ($T - \alpha T$).

$$V_L = V_{LS} \quad (2.11)$$

$$V_L = V_{LS} - V_{HS} \quad (2.12)$$

La tension correspondant au signal d'entrée de la source de tension contrôlée peut donc être calculée suivant l'équation 2.13.

$$V_{LS} = V_{HS}(1 - \alpha) \quad (2.13)$$

Avec :

- V_{LS} (V) la tension basse du boost (en entrée)
- V_{HS} (V) la tension haute du boost (en sortie)
- V_L (V) la tension dans l'inductance

Il en va de même pour la source de courant contrôlée (équation 2.14).

$$I_H = (1 - \alpha) * I_l * \eta_{hach} \quad (2.14)$$

Où η_{hach} est l'efficacité du convertisseur.

Les composants linéaires invariants du hacheur (L, C) sont dimensionnés à l'aide des équations 2.15 et 2.16 [80].

$$L_{boost} = \frac{V_{in} * (V_{out} - V_{in})}{\Delta I_L * f_s * V_{out}} \quad (2.15)$$

$$C_{boost} = \frac{I_{out(max)} * D}{f_s * \Delta V_{out}} \quad (2.16)$$

Où :

- V_{in} est la tension nominale d'entrée du hacheur $V_{in}=800V$
- V_{out} est la tension nominale du bus DC $V_{out}=1100V$
- f_s est la fréquence minimale de commutation du convertisseur, fixée ici à 10kHz
- ΔI_L est l'ondulation estimée sur le courant d'inductance calculé à l'aide de l'équation 2.17. Elle représente environ 20% à 40% du courant de sortie (ici on la fixe à 30%).
- $I_{out(max)}$ est le courant maximum en sortie du hacheur. $I_{out(max)} = \frac{P_{lev}}{V_{out}}$ où P_{lev} est la puissance d'écrêtage.
- D est le rapport cyclique nominal du hacheur calculé avec l'équation 2.18.
- ΔV_{out} est l'oscillation désirée sur la tension du bus DC (ici très faibles, 0.01% de la tension sur le bus DC). La résistance équivalente de la capacité de sortie du hacheur survolteur ajoute une part d'oscillation. Le calcul de cette grandeur est détaillé dans l'équation 2.19, où ESR est la résistance série équivalente (Ω).

$$\Delta I_L = 0.3 * I_{out(max)} * \frac{V_{out}}{V_{in}} \quad (2.17)$$

$$D = 1 - \frac{V_{in} * \eta_{hach}}{V_{out}} \quad (2.18)$$

$$\Delta V_{outESR} = ESR * \frac{I_{out(max)}}{1 - D} + \frac{\Delta I_L}{2} \quad (2.19)$$

2.5.3.2 Contrôle du couple électromagnétique à l'aide du hacheur survolteur

Le couple électromagnétique généré par la génératrice synchrone est contrôlé par le hacheur boost dans le but de récupérer une quantité d'énergie optimale pour chaque état de mer rencontré par le système houlomoteur. La régulation est effectuée grâce au courant de l'inductance du hacheur. Le schéma du contrôle est présenté en figure 2.13

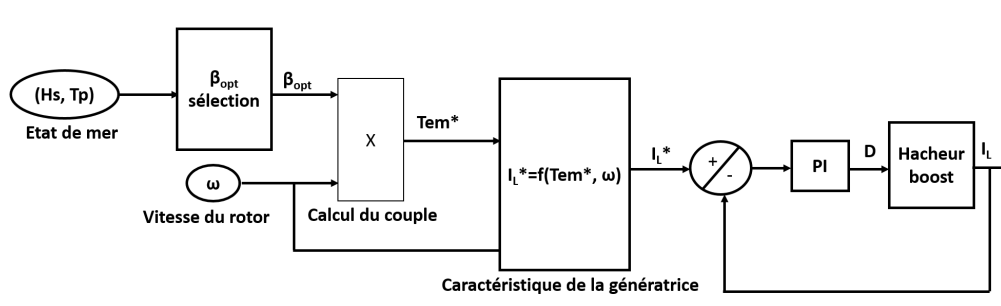


FIGURE 2.13 – Schéma de la régulation du couple électromagnétique

Pour chaque pas de temps, le couple électromagnétique de référence est calculé suivant l'équation 2.20 où :

- ω est la vitesse de rotation du pendule (rad.s^{-1})
- β_{opt} est le coefficient optimal d'amortissement ($\text{Nm}/(\text{rad.s}^{-1})$)

$$Tem^* = \beta_{opt} * \omega(t) \quad (2.20)$$

Le coefficient optimal d'amortissement est calculé de manière à maximiser la puissance mécanique moyenne en sortie du modèle hydrodynamique du SEAREV, sur une durée de 1h30, pour chaque état de mer.

L'optimisation de ce coefficient est réalisée à l'aide de la fonction d'optimisation *fminbnd* de Matlab qui utilise un algorithme d'optimisation basé sur la méthode du nombre d'or et de l'interpolation parabolique. Cette méthode permet de trouver un extremum (maximum ou minimum) dans un intervalle admettant un seul extremum (sinon un extremum local peut être retourné). Elle fonctionne comme une dichotomie mais en utilisant le nombre d'or (≈ 1.62) au lieu de diviser par deux.

Ici, la recherche se fait pour un coefficient d'amortissement compris entre $1e4$ et $1e7$. Cet ordre de grandeur est tiré des travaux antérieurs réalisés au SATIE.

Étude de sensibilité par rapport au tirage aléatoire de la phase :

En houle irrégulière, le profil de phase de la houle est aléatoire. Ainsi, la détermination du coefficient optimal d'amortissement a été réalisée pour 6 tirages de phase différents afin de déterminer l'influence de ce caractère aléatoire.

Le tableau 2.4 présente les résultats obtenus pour l'analyse de sensibilité pour un état de mer $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$.

De cette étude, il peut être conclu que le tirage de phase influence peu la détermination du coefficient d'amortissement optimal (écart type inférieur à 5% de la moyenne et de la médiane). Ainsi, l'optimisation pour les autres états de mer n'a été faite que sur un seul tirage de phase.

Les résultats de cette optimisation sont présentés dans le tableau 2.5. Les états de mer choisis correspondent aux états de mer qui peuvent être rencontrés sur le site du SEM-REV. La matrice d'occurrence de ces états de mer (figure 2.14) a été déterminée à partir

Moyenne	$3.72e^6 \text{ Nm}/(\text{rad.s}^{-1})$
Médiane	$3.72e^6 \text{ Nm}/(\text{rad.s}^{-1})$
Ecart type	$1.5e^5 \text{ Nm}/(\text{rad.s}^{-1})$
Ecart absolu par rapport à la moyenne	$1.23e^5 \text{ Nm}/(\text{rad.s}^{-1})$
Ecart absolu par rapport à la médiane	$1.18e^5 \text{ Nm}/(\text{rad.s}^{-1})$

TABLE 2.4 – Résultats de l'analyse de sensibilité du calcul de coefficient optimal d'amortissement par rapport au tirage aléatoire de la phase

des données de houle mesurées sur le site du SEMREV (bouée ouest du site du SEMREV) pendant une dizaine de mois sur l'année 2014.

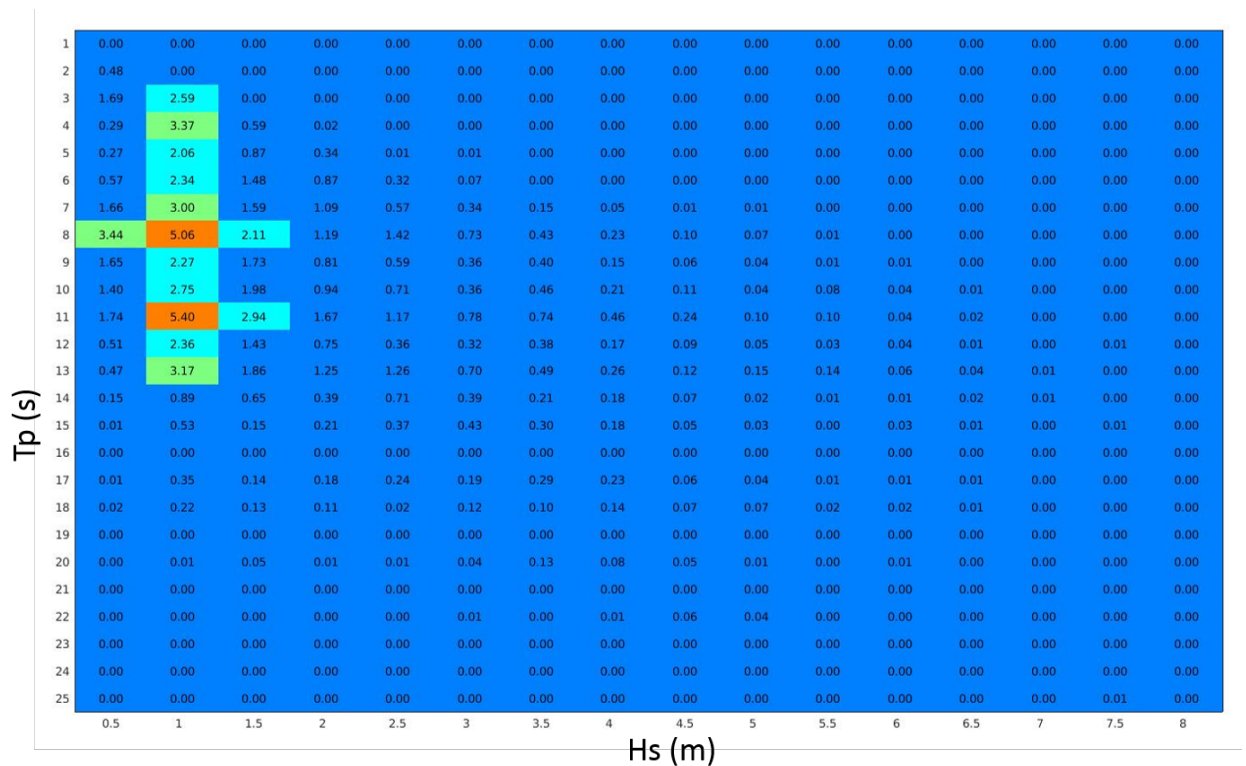


FIGURE 2.14 – Matrice d'occurrence des états de mer sur le site du SEMREV (en % pour un an)

L'évolution de la puissance moyenne obtenue pour chaque état de mer avec le coefficient d'amortissement optimal est présentée dans la figure 2.15.

Un écrêtage de la puissance est aussi introduit ici (algorithme présenté en figure 2.16), de manière à réduire les pics dans le profil de puissance mécanique en sortie du système houlomoteur, sans diminuer de manière trop importante la puissance moyenne [50]. Ceci permet de réduire les dimensions des systèmes d'électronique de puissance. $P_{clipping}$ est la puissance d'écrêtage (W), T_{emref} le couple électromagnétique de référence (Nm) et ω la vitesse de rotation.

Tp \ Hs	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
1	8,95	8,99	8,96	8,92	8,87	8,91	8,92	9,01	8,98	8,88
2	3,76	3,72	3,75	3,73	3,72	3,72	3,75	3,72	3,74	3,72
3	1,19	1,18	1,20	1,21	1,21	1,24	1,25	1,27	1,31	1,32
4	0,62	0,61	0,57	0,56	0,56	0,55	0,59	0,61	0,71	0,80
5	2,78	2,78	2,76	2,76	2,77	2,75	2,73	2,73	2,68	2,70
6	6,75	6,72	6,75	6,44	6,09	6,08	5,93	5,63	5,24	4,76
7	4,64	4,72	4,73	4,47	4,52	4,35	4,25	3,91	3,87	4,07
8	4,34	4,27	4,31	4,22	4,10	4,55	4,11	3,98	3,85	3,74
9	3,71	3,65	3,83	3,40	3,51	3,82	3,53	3,70	3,73	3,87
10	4,23	4,44	4,62	4,43	4,30	4,46	4,58	4,37	4,62	4,21
11	4,56	4,34	4,74	4,49	4,60	4,46	4,53	4,54	4,70	4,29
12	4,61	4,62	4,51	4,37	4,56	4,41	4,46	4,56	4,51	4,34
13	4,21	4,39	4,40	4,27	4,26	4,59	4,77	4,55	4,50	4,50
14	4,40	4,64	4,50	4,25	4,46	4,51	4,67	4,53	4,79	4,54
15	4,17	4,34	4,35	4,23	4,52	4,52	4,31	4,45	4,34	4,44
16	4,78	4,60	4,47	4,20	4,38	4,34	4,23	4,31	4,68	4,46

TABLE 2.5 – Coefficient d’amortissement optimal (MNm/(rad.s⁻¹)) pour chaque état de mer

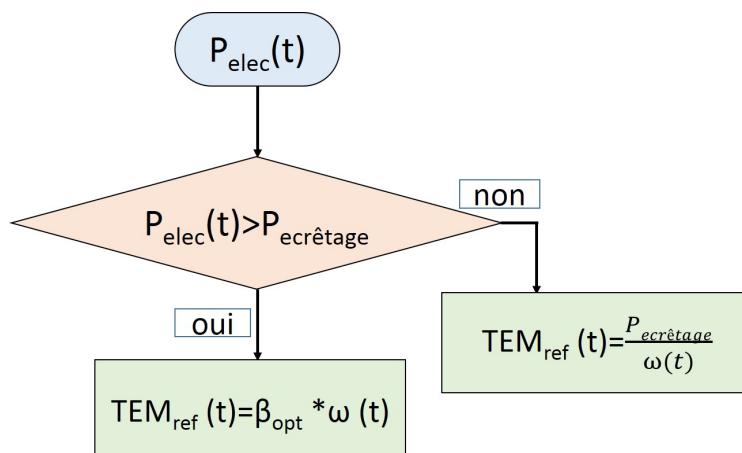


FIGURE 2.16 – Ecrêtage de la puissance mécanique

Une fois que le couple de référence est calculé, il est utilisé afin de déterminer le courant de référence pour l’inductance du hacheur boost (I_L), à l’aide de la caractéristique $I_L^* = f(Tem^*, \omega)$ de la machine. Cette dernière a été déterminée précédemment pour un lot de paramètres spécifiques correspondant au modèle de générateur, en mesurant le couple électromagnétique en sortie de générateur pour différents couples (ω, I_L). La régulation est effectuée à l’aide d’un régulateur PI, comme présenté sur la figure 2.13.

La figure 2.17 illustre la régulation du couple électromagnétique à l’aide du hacheur survolteur. Les paramètres de la simulation sont présentés dans le tableau 2.6. Le graphe 2.17(b) montre le tracé de la consigne de couple et le couple électromagnétique effectivement obtenu dans la génératrice électrique, en fonction du temps. Le profil de consigne de couple électromagnétique est représenté en rouge et le profil de couple électromagnétique effectif est représenté en noir. Cette régulation de couple est effectivement réalisée par la régulation du courant d’inductance du hacheur survolteur présentée dans le graphe 2.17(c). Il peut être observé que le couple électromagnétique effectivement produit

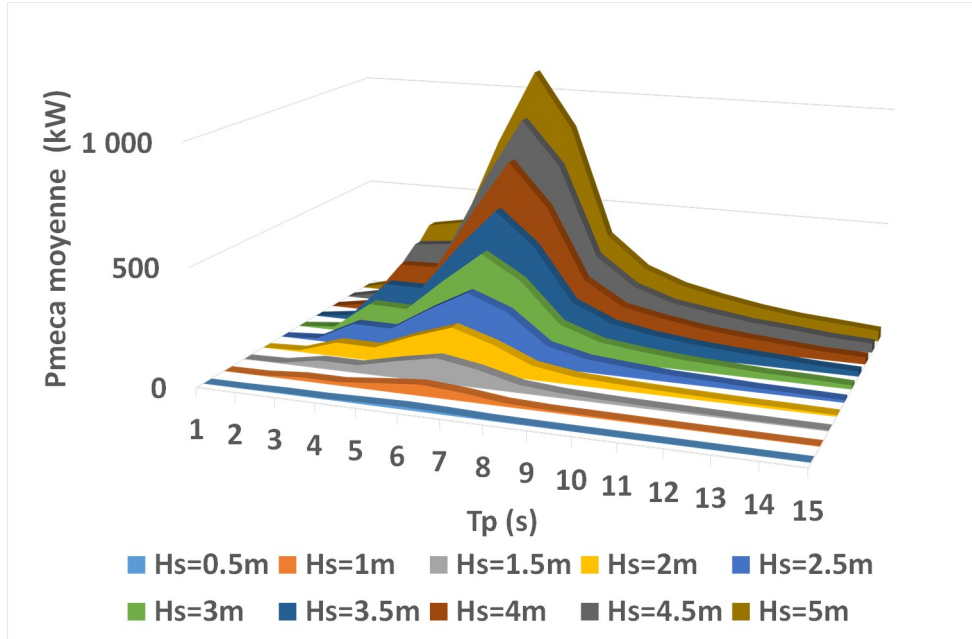


FIGURE 2.15 – Puissance mécanique moyenne (kW) obtenue pour chaque état de mer avec le coefficient d'amortissement optimal

suit très précisément la consigne imposée. La régulation est légèrement moins rapide pour des vitesses très faibles. Le graphe 2.17 (d), sur lequel est tracé l'erreur de courant lors de la régulation, montre aussi que la régulation est moins efficace lorsque la consigne de couple varie de manière plus rapide, mais que le système se stabilise rapidement.

Afin d'illustrer ce point, la consigne de couple est brusquement modifiée à $t=75s$, le coefficient optimal d'amortissement passant de $3.82 \cdot 10^6 \text{ Nm}/(\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$ à $6.08 \cdot 10^6 \text{ Nm}/(\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$. La réponse du système est observée plus précisément en figure 2.18. Cette modification de consigne entraîne aussi une variation rapide de la consigne de courant. La réponse se stabilise après 150 ms : Après cette durée l'erreur est inférieure à 5% de la valeur de consigne de courant.

On peut en conclure que le système de contrôle du hacheur survolteur est capable de réguler le couple électromagnétique de manière fiable.

Paramètre	Valeur
Durée de la simulation	100s
Etat de mer (H_s, T_p)	(3m, 9s)
Coefficient optimal d'amortissement	$3.82 \cdot 10^6 \text{ Nm}/(\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$ puis $6.08 \cdot 10^6 \text{ Nm}/(\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$ à $t=75s$
Puissance d'écrêtage	1.1MW

TABLE 2.6 – Paramètres de la simulation illustrant la régulation du couple électromagnétique

La figure 2.19 présente une simulation pour un état de mer plus énergétique, afin d'illustrer l'écrêtage en puissance. Les paramètres de la simulation sont précisés dans le tableau 2.7.

Le graphe 2.19(a) est une comparaison de la vitesse de rotation de la génératrice avec et sans écrêtage. La figure 2.19(b) compare le couple électromagnétique obtenu avec et sans écrêtage et la figure 2.19(c) illustre le changement de consigne de courant avec et sans écrêtage. La limitation en puissance peut être observée sur la figure 2.19(d). L'écrêtage

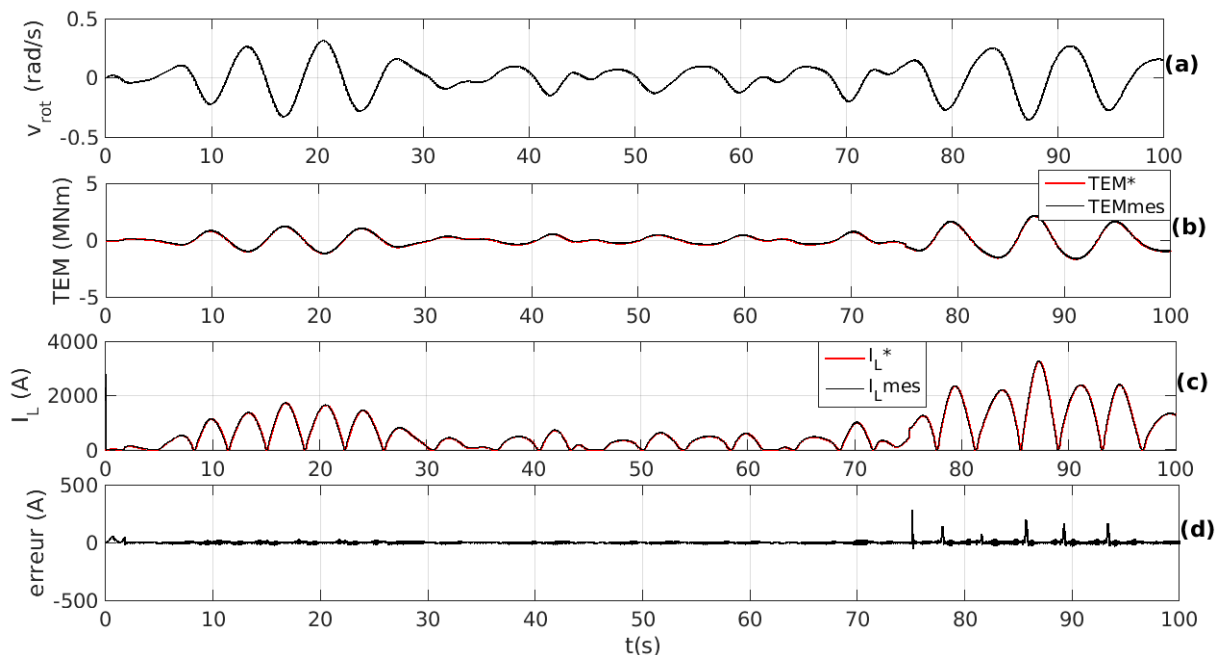


FIGURE 2.17 – Résultats de la régulation du couple électromagnétique (paramètres de simulation : tableau 2.6) - (a) Profil de vitesse de rotation de la génératrice correspondant à la simulation, (b) consigne de couple électromagnétique (TEM^*) et couple réellement obtenu (TEM_{mes}), (c) consigne de courant du hacheur survolteur (I_L^*) et courant réellement obtenu (I_L), (d) erreur mesurée lors de la régulation du courant

est donc bien respecté. Un très léger dépassement est cependant observé sur le profil de puissance (figure 2.20) à cause des oscillations dans le profil du couple électromagnétique produit : la régulation n'est pas parfaite. Ce dépassement n'excédant cependant pas 10% de la puissance d'écrêtage, il peut être considéré comme acceptable.

Pour cette simulation, la puissance moyenne avec écrêtage est de 370kW tandis que sans écrêtage elle est de 372kW. La perte en puissance récupérée est donc seulement de 0.5% lorsque l'écrêtage est actif pendant une dizaine de secondes sur une simulation de 100s (environ 10% du temps), ce qui paraît acceptable au vu des bénéfices en terme de dimensionnement de l'électronique de puissance (dimensionné pour 1.1MW au lieu de 2MW). Grâce à la régulation du couple électromagnétique, l'écrêtage ne conduit pas à une perte sèche de l'énergie. L'énergie est conservée dans le pendule et récupérée ensuite. Ce phénomène peut s'observer dans la figure 2.19 (d), sur laquelle les pics de puissance sont plus larges lorsque la puissance est écrêtée (autour de 90s par exemple) que lorsqu'elle n'est pas écrêtée.

Paramètre	Valeur
Durée de la simulation	100s
Etat de mer (H_s, T_p)	(5m, 6s)
Coefficient optimal d'amortissement	$4.77 \cdot 10^6 \text{ Nm}/(\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$
Puissance d'écrêtage	1.1MW

TABLE 2.7 – Paramètres des simulations illustrant l'écrêtage de puissance

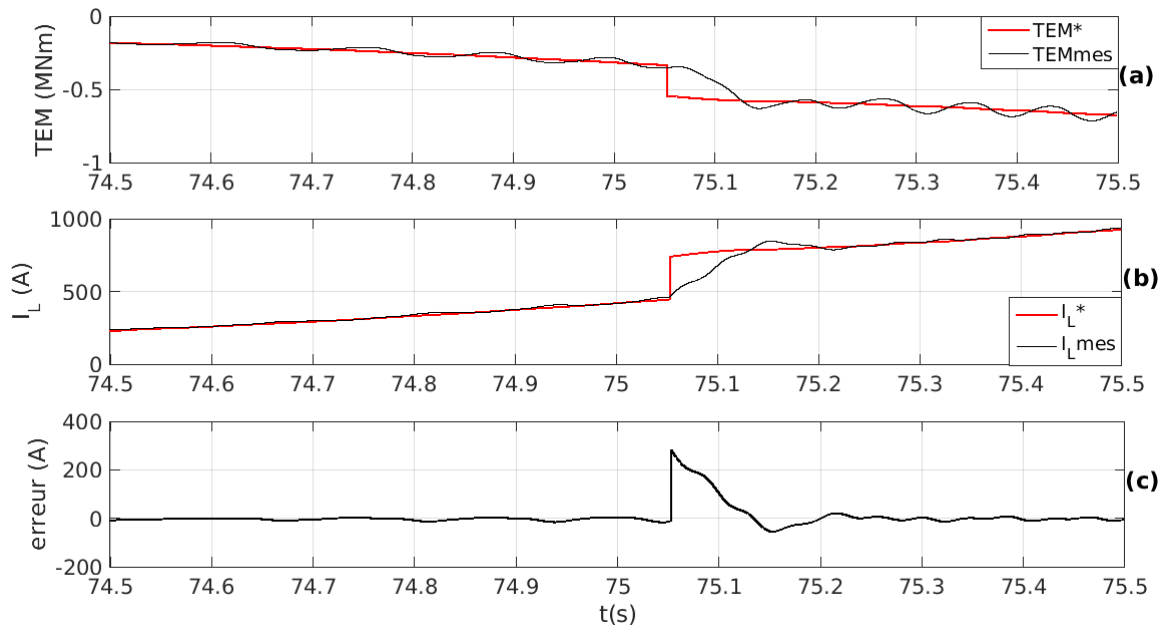


FIGURE 2.18 – Résultats de la régulation du couple électromagnétique - variation brusque de la consigne de coefficient d'amortissement (paramètres de simulation : tableau 2.6) - (a) consigne de couple électromagnétique (TEM^*) et couple réellement obtenu (TEM_{mes}), (b) consigne de courant du hacheur survolteur (I_L^*) et courant réellement obtenu (I_L), (c) erreur mesurée lors de la régulation du courant

2.5.4 Onduleur

2.5.4.1 Modèle de l'onduleur

Un onduleur triphasé est utilisé pour convertir la tension continue DC en tension alternative AC. Contrairement au redresseur, ce convertisseur est commandé et nécessite donc des composants d'électronique de puissance contrôlables, comme des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor ou transistor bipolaire à porte isolée) (figure 2.21 (b)).

Ces semiconducteurs de puissance sont aujourd'hui les plus utilisés pour les applications allant de quelques kiloWatt à quelques mégaWatt et de 600V à 3kV.

Le rythme de commutation de ces IGBT est contrôlé à l'aide d'une modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM pour Pulse Width Modulation). Cette dernière permet de moduler le signal source afin d'obtenir un signal alternatif à la fréquence désirée. Le principe est de définir une tension de référence (signal modulant) de fréquence connue (et élevée) et de la comparer à un signal triangulaire à haute fréquence (porteuse). Quand le signal de référence est supérieur à la porteuse, l'impulsion pour le dispositif de commutation supérieur (trois IGBT du bras haut) est "on" (1) et celui pour le dispositif inférieur (trois IGBT du bras bas) est "off" (0). La tension obtenue est donc un signal rectangulaire, qui peut prendre deux valeurs. Le niveau bas correspond généralement à 0V et le niveau haut à la tension de référence. Le rapport cyclique représente le ratio entre la durée pendant laquelle le signal est égal à l'état haut et la pseudo-période.

La modélisation du contrôle par MLI est très gourmande en temps de calcul, puisque les fréquences de commutation sont très élevées (de l'ordre de 10-20kHz). Il a donc été choisi de représenter l'onduleur par son modèle moyen. La figure 2.21 présente une comparaison entre un modèle moyen de l'onduleur et son modèle détaillé.

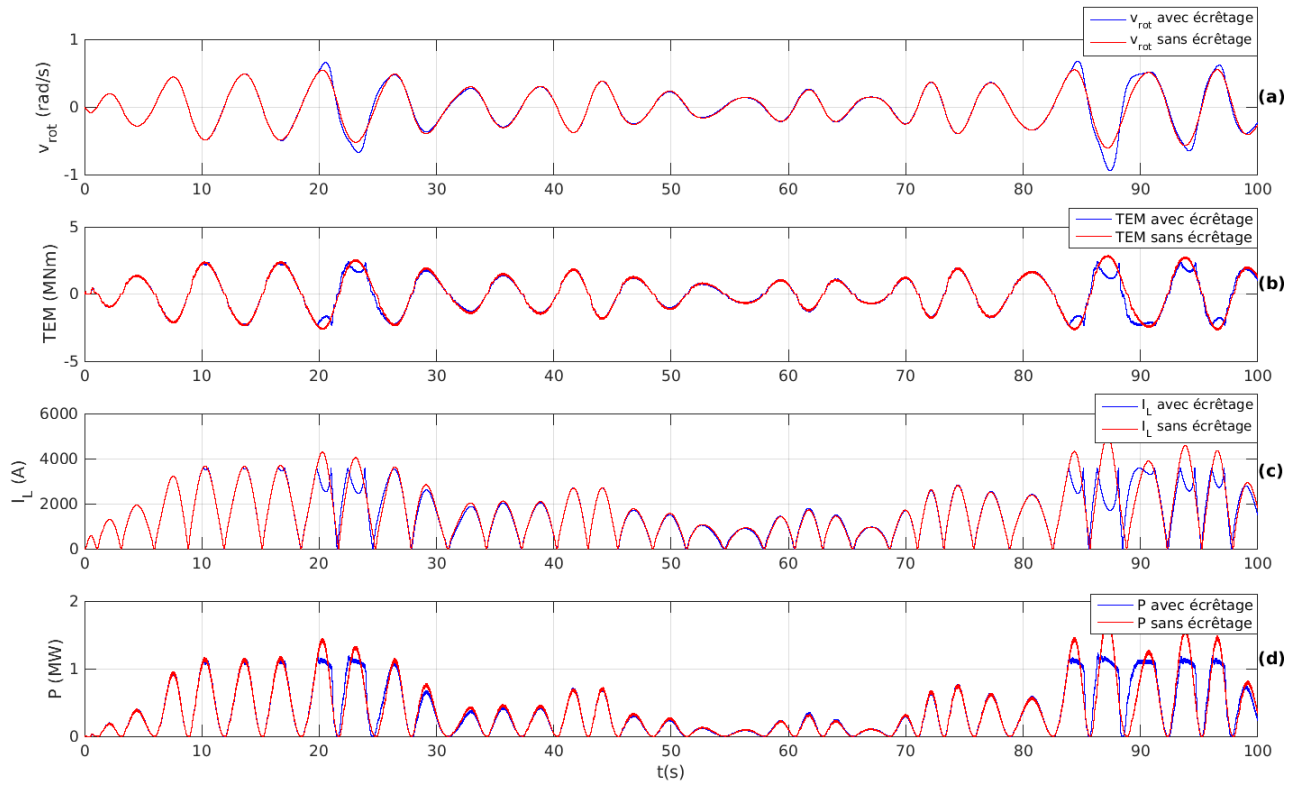


FIGURE 2.19 – Résultats de l'écrêtage de la puissance mécanique produite par le SEAREV et comparaison avec une simulation sans écrêtage (paramètres de simulation : tableau 2.7) - (a) Profil de vitesse de rotation de la génératrice avec et sans écrêtage, (b) couple électromagnétique avec et sans écrêtage, (c) consigne de courant du hacheur survolteur avec et sans écrêtage, (d) profils de puissance mécanique avec et sans écrêtage

D'après le schéma de l'onduleur en figure 2.21 (b), l'onduleur est commandé par des fonctions de commutation et leurs complémentaires, appelées ici U_1 , U_2 et U_3 et $/U_1$, $/U_2$ et $/U_3$. Par exemple, si l'interrupteur haut est bloqué, $U_i = 1$, alors l'interrupteur du bas est passant, $/U_i = -1$ [86].

Le signal pour la source de courant contrôlée correspond au courant sur le bus DC, comme calculé dans l'équation 2.21 [87].

$$I_{DC} = \frac{P_{DC}}{\eta_{ond} * V_{DC}} \quad (2.21)$$

Avec :

- $V_{DC} = \int_0^T \frac{I_{DC} + I_{diode}}{C_{DC}} . dt$
- $P_{DC} = P_{AC} = V_{ab} * I_a - V_{bc} * I_c$
- I_a et I_b sont mesurés en sortie de l'onduleur.
- η_{ond} est le rendement de l'onduleur.

De plus, pour le calcul des signaux de tension les équations 2.22, obtenues à partir de la figure 2.21(b), sont utilisées [86].

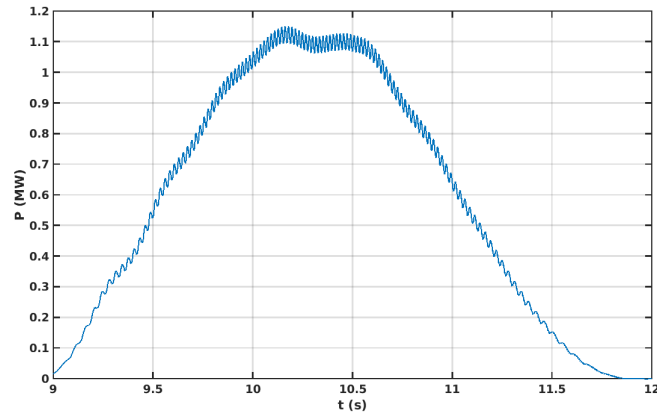


FIGURE 2.20 – Agrandissement du profil de puissance mécanique obtenu avec écrêtage

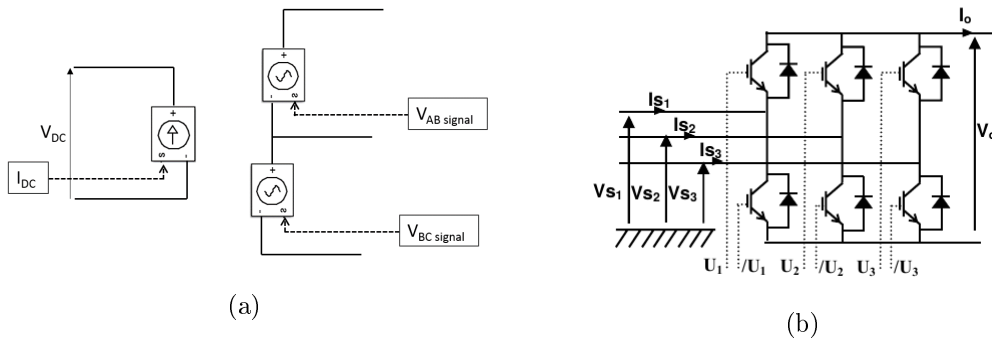


FIGURE 2.21 – Modèle moyen de l'onduleur (a) et modèle détaillé (b)

$$V_{s1} = \frac{1}{6} * (2U_1 - U_2 - U_3) * V_{DC} \quad (2.22a)$$

$$V_{s2} = \frac{1}{6} * (-U_1 + 2U_2 - U_3) * V_{DC} \quad (2.22b)$$

$$V_{s3} = \frac{1}{6} * (-U_1 - U_2 + 2U_3) * V_{DC} \quad (2.22c)$$

Où :

- V_{si} (i étant le numéro de branche de l'onduleur comme défini sur la figure 2.21 (b)) sont les tensions AC de l'onduleur par rapport au neutre du réseau.
- U_i sont les fonctions de commutation comprises entre -1 et +1. Elles sont obtenue par les boucles de contrôle implémentées au niveau de l'onduleur, présentées ultérieurement (partie [Régulation de la tension du bus DC et de la puissance réactive](#)).
- V_{DC} est la tension du bus DC.

Les signaux de tensions utilisés dans ce modèle sont donc calculés à l'aide des équations 2.23 et 2.24.

$$V_{ab} = V_{s1} - V_{s2} = \frac{1}{2} * V_0 * (U_1 - U_2) \quad (2.23)$$

$$V_{bc} = V_{s2} - V_{s3} = \frac{1}{2} * V_0 * (U_2 - U_3) \quad (2.24)$$

2.5.4.2 Régulation de la tension du bus DC et de la puissance réactive

Le contrôleur de l'onduleur maintient la tension continue sur le bus DC et veille au respect de la consigne de puissance réactive injectée au réseau. Cette architecture de contrôle peut par exemple se trouver dans [88].

Cette fonction de régulation est accomplie à l'aide du rapport cyclique de PWM et des mesures de tension (sur le bus DC et le réseau) et de courant injecté au réseau. Dans ce modèle, un contrôle vectoriel de courant a été utilisé pour la régulation de la tension du bus DC et de la puissance réactive. Le principe de cette régulation est de contrôler indépendamment les courants instantanés actif et réactif du réseau.

Une première boucle de contrôle, présentée en figure 2.23, assure la régulation des courants triphasés i_a , i_b et i_c . Les signaux de courant et tension sont transposés du repère abc au repère dq à l'aide d'une transformation de Clark et Park.

Les composants triphasés sont d'abord décrits comme des vecteurs dans le repère stationnaire ($\alpha \beta$) (transformation de Clarke), puis ils sont transformés dans le système de coordonnées tournantes (dq) (transformation de Park) (figure 2.22).

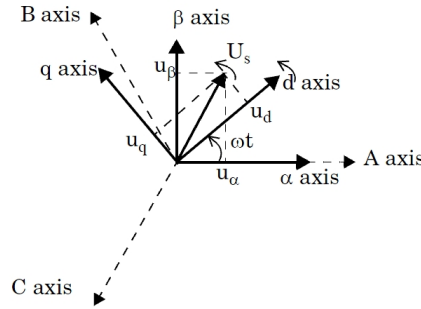


FIGURE 2.22 – Repères combinés pour la transformation de Park

La transformation de Park est réalisée à l'aide de la relation 2.25.

$$[h] \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Les vecteurs u_α et u_β , représentant le repère stationnaire, tournent à la vitesse de rotation $\omega(t)$. θ est l'angle défini en intégrant $\omega(t)$.

La transformation de Park peut être décrite par l'équation 2.26. La matrice présentée dans l'équation 2.27 est ainsi obtenue.

$$U_{dq} = X_{\alpha\beta} e^{-j\theta} \quad (2.26)$$

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Les tensions de référence v_q^* et v_d^* à appliquer aux bornes de l'onduleur pour obtenir le courant de consigne sont calculées grâce à la boucle de contrôle présentée en figure 2.23. Un régulateur PI est appliqué à chacune des composantes dq du courant I_{abc} mesuré à la sortie de l'onduleur.

Le modèle dynamique de la connexion au réseau dans un repère de référence tournant

de manière synchronisée avec le vecteur d'état de la tension de réseau est décrit par les équations 2.28 et 2.29 (amélioration de la réponse des régulateurs par un terme prédictif et anticipation de la perturbation) [89], où L et R sont l'impédance et la résistance du réseau et v_d et v_q les composantes de la tension du réseau, ω est la fréquence de la tension en sortie de l'onduleur (Hz). Cette fréquence est calculée à l'aide d'une boucle à phase asservie (ou PLL pour Phase Locked Loop).

$$v_d^* = v_d + L\omega i_q^* - Ri_d^* - L \frac{di_d}{dt} \quad (2.28)$$

$$v_q^* = v_q - L\omega i_d^* - Ri_q^* - L \frac{di_q}{dt} \quad (2.29)$$

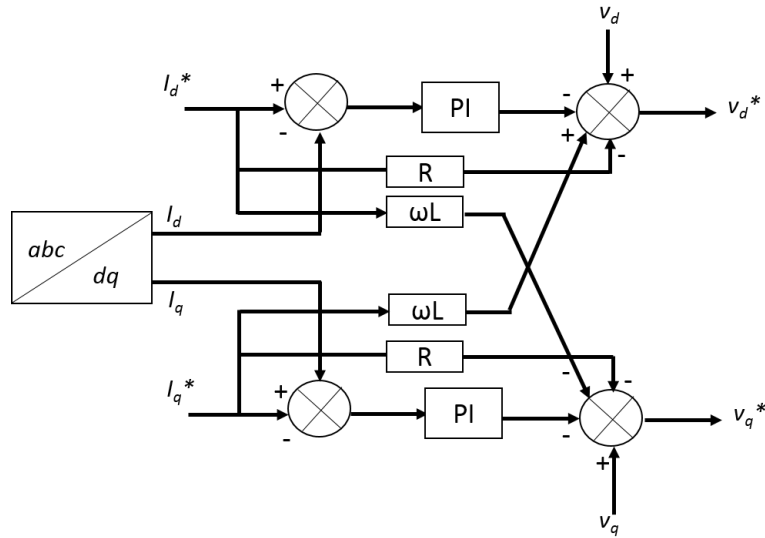


FIGURE 2.23 – Boucle de contrôle des tensions moyennes à appliquer aux bornes de l'onduleur

Les tensions de référence v_q^* et v_d^* sont transposées dans le système de coordonnées polaires pour pouvoir être converties en rapport cyclique de commutateurs d'électronique de puissance (qui est ici appliqué au modèle moyen de l'onduleur sous la forme des signaux U_{ab} et U_{bc} , cf équations 2.23 et 2.24). Le passage en coordonnées polaire est nécessaire car ici la phase reste inchangée, seule l'amplitude du signal est modifiée pour le calcul du rapport cyclique. Ce dernier correspond au rapport de l'amplitude des tensions de référence sur la tension DC. Les signaux v_q^* et v_d^* modulés sont ensuite retransposés dans le système triphasé à l'aide de la transformation inverse de Clarke-Park.

Les puissances active et réactive peuvent être exprimées en fonction des courants en sortie d'onduleur, d'après les équations 2.30 et 2.31 [89].

$$P_{outond} = \frac{3}{2} v_d i_d \quad (2.30)$$

$$Q_{outond} = \frac{3}{2} v_q i_q \quad (2.31)$$

Le courant direct i_d étant proportionnel à la puissance active injectée au réseau et par conséquent à la capacité du bus DC, il est utilisé pour réguler la tension du bus DC à l'aide d'un régulateur PI. La boucle de régulation est illustrée en figure 2.24.

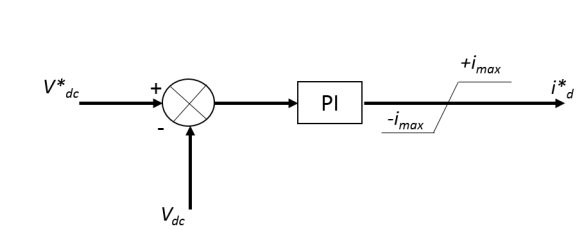


FIGURE 2.24 – Régulation de tension du bus DC

Le courant en quadrature i_q est, quant à lui, proportionnel à la puissance réactive et est donc utilisé pour contrôler la quantité de puissance réactive intégrée au réseau électrique et la tension v_{grid} (boucle de contrôle présentée en figure 2.25).

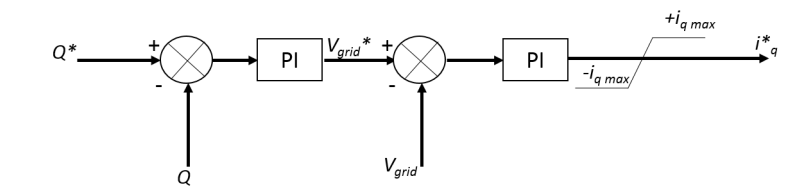


FIGURE 2.25 – Régulation de la puissance réactive et de la tension côté réseau

La figure 2.26 illustre les régulations effectuées par les boucles de contrôle de l'onduleur présentées dans cette partie. Les paramètres de cette simulation sont ceux présentés dans le tableau 2.6 pour $t < 75s$. La figure 2.26 (a) est un tracé de la tension mesurée sur le bus DC. La réponse du système est assez lente : la tension régulée se stabilise à la valeur de consigne en 90 ms.

La figure 2.26 (d) illustre la tension de réseau (phase A), dont l'amplitude correspond à celle demandée et la fréquence est bien à 50Hz.

La puissance réactive réellement produite par le système en sortie d'onduleur est tracée en figure 2.26 (b) et l'erreur obtenue lors de sa régulation en 2.26 (c). La consigne de puissance réactive est nulle, conformément aux exigences courantes pour les systèmes de production connectés au réseau qui exigent un fonctionnement avec un facteur de puissance $\cos\phi = \frac{P}{S}$ maximal (unitaire). La réponse du système se stabilise après 100ms pour la régulation de la tension sur le bus Dc et 120ms pour la régulation de la puissance réactive.

2.5.5 Comparaison entre les modèles moyens et les modèles détaillés

Des modèles de type moyen ont été utilisés dans le modèle wave-to-wire pour représenter l'onduleur et le hacheur boost situé derrière le redresseur, sur le bus DC, afin de limiter le temps de calcul. Des simulations ont aussi été effectuées avec des modèles détaillés, afin de quantifier l'impact de l'utilisation des différents types de modèles.

La figure 2.27 donne une comparaison entre les signaux de tension et de courant obtenus lorsque l'on utilise les modèles détaillés et les modèles moyens. La comparaison a aussi été effectuée sur le couple électromagnétique, puisqu'il sera régulé à l'aide du hacheur (figure 2.28).

Les signaux de tension et de courant sont bien semblables avec le modèle détaillé et avec le modèle moyen. Il est possible de remarquer que les harmoniques n'apparaissent pas lors

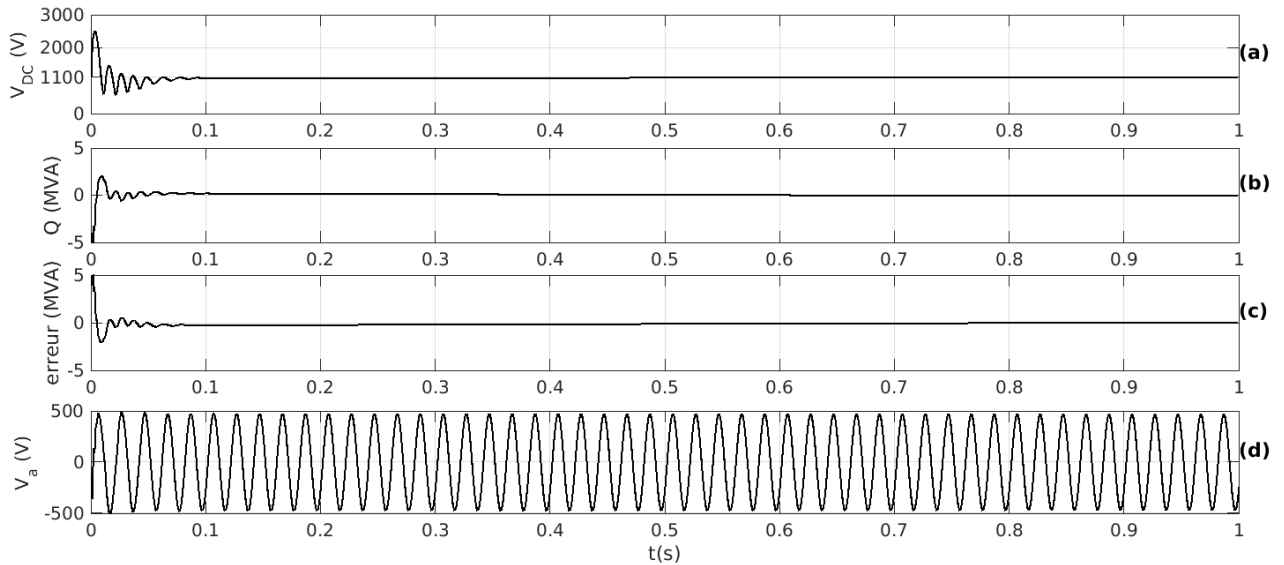


FIGURE 2.26 – Résultats des régulations effectuées par les boucles de contrôle implémentées au niveau de l'onduleur (paramètres de simulation : tableau 2.6) - (a) Tension sur le bus DC, (b) tension mesurée en sortie de l'onduleur (côté réseau), (c) Puissance réactive mesurée en sortie de l'onduleur, (d) erreur mesurée lors de la régulation de puissance réactive

de l'utilisation des modèles moyens (en particulier sur le courant).

Pour le modèle moyen, le pas de temps de simulation était de $100 \mu s$, et pour le modèle détaillé de $50 \mu s$. La fréquence de la porteuse pour la modulation de largeur d'impulsion pour le hacheur était de 2000 Hz et pour l'onduleur de 6000 Hz.

Dans le cas étudié, la simulation utilisant les modèles moyens est 1.2 fois plus rapide que la simulation utilisant les modèles détaillés, ce qui représente un gain de temps important pour des simulations longues. Un gain de temps encore plus important pourrait être observé avec un pas de temps de simulation plus important pour les modèles moyens, mais ceci impliquerait une perte d'information sur le reste du modèle wave-to-wire qui a été jugé trop importante pour ces travaux.

2.5.6 Câble et réseau électrique

A la sortie de la ferme de houlomoteurs (sortie de l'onduleur) un poste de transformation élève la tension basse utilisée pour la génération en une tension plus haute (20kV - moyenne tension HTA) pour assurer le transport de l'énergie de façon économique. Ce poste de transformation permet de réguler la tension à l'aide de compensateurs statiques, de réactances capacitatives ou inductives et de transformateurs à prises variables. Il contient aussi les composants destinés à protéger les appareils et le réseau (parafoudre, disjoncteurs, fusibles, ...).

Les câbles de transport triphasés AC sont représentés dans le modèle wave-to-wire, à l'aide d'un modèle de câbles à section PI.

Ce type de modèle implique que les paramètres R, L et C sont rassemblés dans une seule section et non uniformément distribués le long de la ligne. L'utilisation d'une section PI permet en effet de travailler avec un nombre d'états fini et de calculer ensuite un modèle linéaire d'espace d'états, tandis qu'un modèle de câble distribué implique un nombre infini

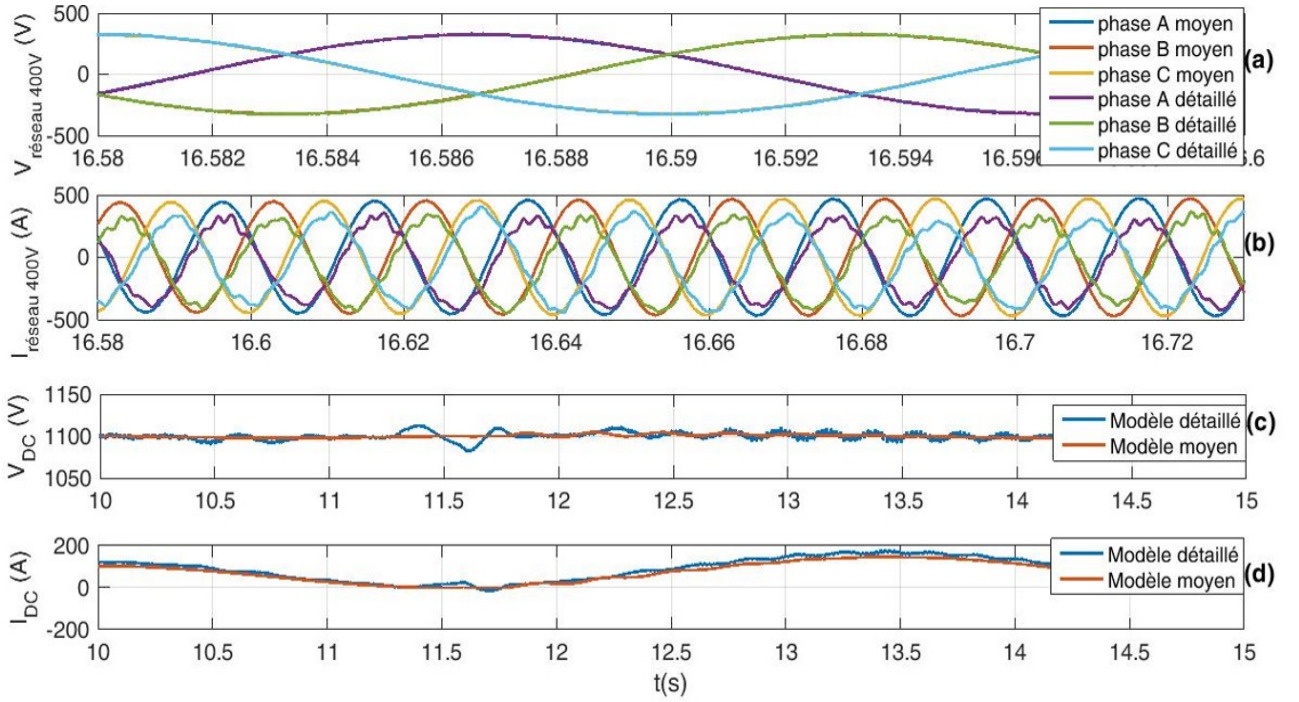


FIGURE 2.27 – Comparaison entre les signaux de tension et de courant obtenus à l'aide de modèles détaillés et de modèles moyens (hacheur boost et onduleur)

d'états.

Ce modèle est valable uniquement pour une fréquence pré-déterminée et pour une longueur de ligne définie.

La figure 2.29 illustre un modèle de section PI.

- R_s et R_m sont les résistances propre et mutuelles des trois inductances couplées (Ω)
- L_s et L_m sont leurs inductances propre et mutuelles (H)
- C_p et C_g sont les capacités de phase et terre (F).

Ces grandeurs sont calculées à l'aide des équations 2.32 :

$$R_s = \frac{2R_1R_0}{3} \quad (2.32a)$$

$$L_s = \frac{2L_1L_0}{3} \quad (2.32b)$$

$$R_m = \frac{R_0 - R_1}{3} \quad (2.32c)$$

$$L_m = \frac{L_0 - L_1}{3} \quad (2.32d)$$

$$C_p = C_1 \quad (2.32e)$$

$$C_g = \frac{3C_1C_0}{C_1 - C_0} \quad (2.32f)$$

$$(2.32g)$$

Les paramètres R_0 , L_0 , C_0 et R_1 , L_1 , C_1 correspondent aux paramètres RLC pour les séquences homopolaire et directe : la composante directe correspond à un courant et une tension de phase produits par la génératrice équilibrés et déphasés de 120° et la composante homopolaire correspond à des courants et tensions égaux entre eux en amplitude et en

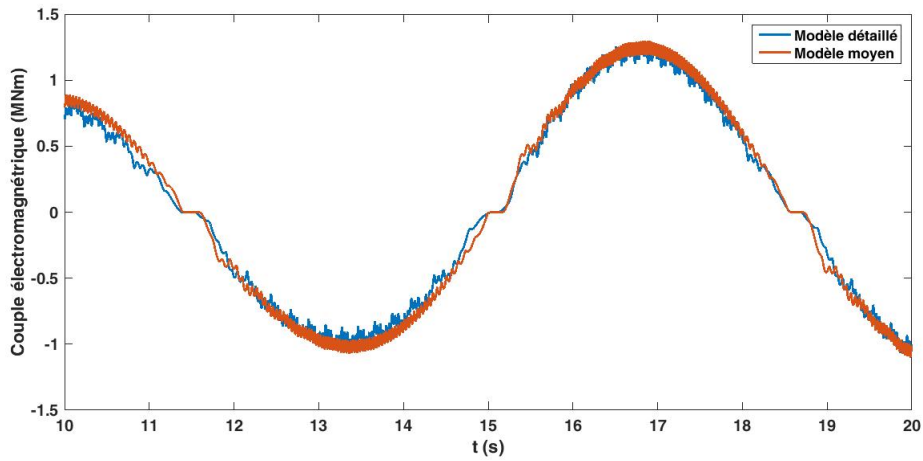


FIGURE 2.28 – Comparaison entre les signaux de couple électromagnétique obtenus à l'aide de modèles détaillés et de modèles moyens (hacheur boost et onduleur)

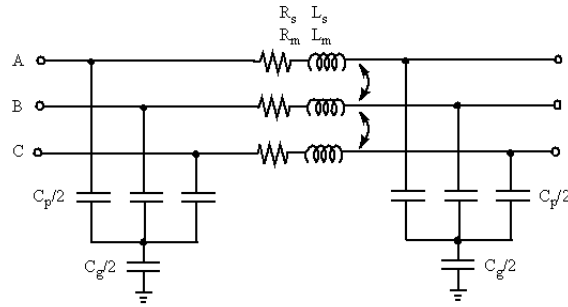


FIGURE 2.29 – Section PI

phase.

Ces paramètres sont calculés grâce aux équations 2.33, 2.34 et 2.35.

$$R_i = r_i \cdot l \cdot k_{ri} \quad (2.33)$$

$$C_i = c_i \cdot l \cdot k_{ci} \quad (2.34)$$

$$L_i = l_i \cdot l \cdot k_{li} \quad (2.35)$$

Où :

- r, c, l sont les résistances, capacités et inductances des séquences homopolaire et directe (Ω/km)
 - $i=1$ pour la séquence directe et $i=0$ pour la séquence homopolaire
 - l est la longueur du câble en km
 - k_{ri}, k_{li} et k_{ci} sont les facteurs de corrections hyperboliques
- Ici, la longueur du câble est fixée à 20km.

Le réseau électrique de distribution moyenne tension (HTA) est modélisé par une source de tension triphasée (20 kV) en série avec une impédance \bar{Z}_{grid} .

Cette modélisation permet de changer facilement les paramètres de réseau : l'angle d'impédance Ψ_{grid} , la tension nominale et le niveau de court-circuit triphasé à la tension nominale S_{cc} .

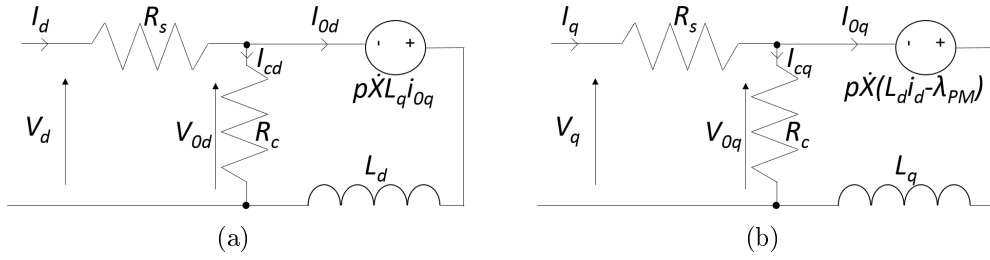


FIGURE 2.30 – Circuits électriques équivalents pour le modèle de la machine synchrone à aimants permanents prenant en compte les pertes fer (a) axe d (b) axe q

L'angle d'impédance est déterminé en faisant varier le rapport X_S/R_S , ou facteur de qualité de l'impédance de la source interne, où R_S et X_S sont les résistance et réactance de Thevenin [48] (équation 2.36).

$$\Psi_k = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \quad (2.36)$$

2.6 Prise en compte des pertes le long de la chaîne

Tout au long de la chaîne électrique des pertes sont prises en compte.

- Pour la machine synchrone à aimants permanents, les pertes peuvent être décomposées en quatre principales composantes : les pertes mécaniques, les pertes électriques dans les conducteurs et dans le fer et les pertes dues à des variations de charge (stray-load).

L'utilisation d'aimants permanents permet de réduire fortement les pertes mécaniques. Dans ce modèle, elles sont prises en compte à l'aide du coefficient d'amortissement visqueux F (équation 2.7) lorsqu'un couple mécanique est imposé à la génératrice.

Les pertes dues aux variations de charge ne sont pas considérées.

Les pertes cuivre dans le rotor sont négligeables, contrairement à celles du stator. L'influence de ces dernières est incluse dans le modèle à l'aide de la résistance R_s (équation 2.37 [77]).

$$P_{Cu} = 1.5 * R_s (i_d^2 + i_q^2) \quad (2.37)$$

Les pertes fer se produisent, comme leur nom l'indique, dans les parties ferriques où le flux varie. Elles imposent un couple de freinage mécanique. Ces pertes sont imputables au cycle d'hystérésis dû au fonctionnement en courant alternatif de la génératrice (les interactions entre les domaines magnétiques lors du changement de sens dans le cycle provoquent des pertes), et aux courants de Foucault (échauffement par effet Joule du noyau de fer). De la même manière que pour les pertes cuivre, elles sont représentées par une résistance, R_c (équation 2.38 [77]), qui peut être exprimée comme proportionnelle à la vitesse de rotation : $R_c = K * \dot{X}$, ce qui permet de prendre en compte les pertes fer dues à la fois au cycle d'hystérésis et aux courants de Foucault [90]. Le circuit équivalent correspondant à la prise en compte de ces pertes est détaillé en figure 2.30 [90].

$$P_{Fe} = 1.5 * R_c(\dot{X})(i_d^2 + i_q^2) \quad (2.38)$$

- Dans les convertisseurs d'électronique de puissance :
Pour le modèle de redresseur, les diodes ne sont pas considérées comme idéales. Un circuit d'amortissement résistance-capacité (RC) (snubber) est connecté en parallèle avec chaque diode (figure 2.31). Ces circuits servent à éliminer les tensions transitoires et atténuer l'oscillation causée par l'inductance de circuit à l'ouverture du commutateur [80]. Ils induisent des pertes inductives. Pour un modèle discrétisé, la capacitance C_s et la résistance R_s sont calculées suivant les équations 2.39 et 2.40, ce qui permet de respecter deux critères :
 - Le courant de fuite à la fréquence fondamentale n'excède pas 0.1% du courant nominal quand les diodes ne sont pas conductrices.
 - La constante de temps du circuit d'amortissement RC est supérieure au double du pas de temps T_s .

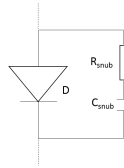


FIGURE 2.31 – Circuit d'amortissement (snubber) pour les composants d'électronique de puissance

$$C_s = \frac{P_{nom}}{1000 * 2 * \pi * f * V_{nom}^2} \quad (2.39)$$

$$R_s = \frac{2 * T_s}{C_s} \quad (2.40)$$

La puissance dissipée dans le circuit d'amortissement, P_{diss} est donc calculée suivant l'équation 2.41, pour une fréquence de commutation du convertisseur donnée f_s . V_d est la tension dans la diode.

$$P_{diss} = C_s * V_d^2 * f_s \quad (2.41)$$

De plus, la résistance interne des diodes est considérée comme non nulle, ce qui induit des pertes par effet joule. Ces pertes sont très faibles, la résistance interne de la diode étant de l'ordre de $1\mu\Omega$.

Pour les convertisseurs contrôlés, les pertes dans les IGBT sont divisées en deux groupes principaux : les pertes en commutation (P_{comm}) et celles en conduction (P_{cond}). Elles peuvent être calculées de la manière suivante (équations 2.42 et 2.43) [91] :

$$P_{comm} = \sqrt{2} \frac{I_0}{2} (E_{on} + E_{off}) f_s \quad (2.42)$$

$$P_{cond} = D \left(b \frac{I_0^2}{2} + \frac{\sqrt{2}}{\pi} a I_0 \right) \quad (2.43)$$

Où :

- I_0 est le courant de phase (A)
- E_{on} et E_{off} sont les pertes énergétiques lors de l'ouverture et la fermeture des commutateurs (mJ/A)

- f_s est la fréquence de commutation (Hz)
- D est le rapport cyclique du convertisseur
- a et b sont les coefficients pour l'approximation de la tension lorsque les commutateurs sont fermés (état "on") : $V_{CE} = a + bI_C$ avec I_C le courant dans le commutateur

Les pertes en commutation sont significatives par rapport aux pertes en conduction [55], pouvant aller jusqu'à 80% pour une connexion en Y, ce qui peut conduire à l'insertion de systèmes de refroidissement actifs ou passifs dans les convertisseurs.

Pour les modèles moyens du hacheur et de l'onduleur, les pertes ont été prises en compte sous la forme des rendements η_{hach} et η_{ond} (équations 2.14 et 2.21). Ces rendements sont considérés constants : $\eta_{hach} = 0.90$ et $\eta_{ond} = 0.97$. La puissance d'entrée dans ces convertisseurs étant particulièrement variable, il pourrait être pertinent dans un second temps d'adapter ces rendements en fonction de la puissance.

- Dans le modèle du câble de transport, les pertes en ligne sont considérées à l'aide des paramètres r , l et c (équations 2.33, 2.34 et 2.35).

La prise en compte de ces pertes devrait permettre de calculer un rendement en puissance tout au long de la chaîne électrique.

Les rendements présentés correspondent au rapport de la puissance électrique moyenne mesurée pendant la simulation au point spécifié de la chaîne électrique sur la puissance mécanique moyenne mesurée pendant cette simulation : le premier rendement, η_{gn} , est mesuré à l'aide de la puissance électrique moyenne obtenue en sortie de la génératrice, η_{back} avec la puissance moyenne mesurée en sortie du convertisseur dos-à-dos et η_{cable} avec la puissance moyenne mesurée en sortie du câble de transport.

Les rendements mesurés le long de la chaîne dépendent de l'état de mer.

Une analyse de sensibilité a été réalisée afin de déterminer l'influence de la durée de simulation sur le rendement de la chaîne électrotechnique. Le tableau 2.8 résume les résultats obtenus pour des simulations de différentes durée (100s, 200s, 300s, 600s, 900s et 1000s) pour un état de mer très énergétique (H_s, T_p)=(5m, 6s).

durée de simulation	η_{gn}	η_{back}	η_{cable}
100s	0.596	0.518	0.506
200s	0.692	0.606	0.595
300s	0.691	0.606	0.594
600s	0.685	0.599	0.587
900s	0.689	0.603	0.591
1000s	0.687	0.601	0.589

TABLE 2.8 – Étude de sensibilité sur les rendements de la chaîne électrotechnique par rapport à la durée de simulation- (H_s, T_p)=(5m, 6s)

Le tableau 2.8 permet de conclure que la durée de simulation influe peu sur le calcul du rendement lorsqu'elle excède 200s. La même étude de sensibilité a été effectuée pour un état de mer moins énergétique (H_s, T_p)=(3m, 9s) (tableau 2.9).

Il apparaît que le système acquiert une puissance stable plus rapidement lorsque les états de mer sont moins énergétiques. Il est donc considéré qu'une durée de simulation de 250s est suffisante pour déterminer le rendement dans la suite de cette étude.

Une deuxième étude de sensibilité a été réalisée afin de déterminer l'influence du caractère aléatoire de la phase de la houle sur le rendement de la chaîne électrotechnique. Il

durée de simulation	η_{gn}	η_{back}	η_{cable}
100s	0.667	0.578	0.538
200s	0.665	0.576	0.544
300s	0.665	0.577	0.546
600s	0.664	0.576	0.545
900s	0.666	0.577	0.545
1000s	0.664	0.576	0.546

TABLE 2.9 – Étude de sensibilité sur les rendements de la chaîne électrotechnique par rapport à la durée de simulation- $(H_s, T_p)=(3m, 9s)$

apparaît que, sur les trois simulations effectuées avec des paramètres identiques, l'influence de la phase est nulle (tableau 2.10).

Simulation	η_{gn}	η_{back}	η_{cable}
1	0.67	0.58	0.55
2	0.67	0.58	0.55
3	0.67	0.58	0.55

TABLE 2.10 – Analyse de sensibilité sur les rendements de la chaîne électrotechnique par rapport au caractère aléatoire de la phase de la houle - $(H_s, T_p)=(3m, 9s)$

Les figures 2.32, 2.33 et 2.34 présentent l'évolution des rendements obtenus le long de la chaîne électrotechnique en fonction de l'état de mer. Le rendement varie peu pour une hauteur significative de houle donnée, mais chute de manière importante lorsque la période de houle augmente.

Il a été vérifié que le rendement mesuré en sortie d'onduleur correspond bien à celui qui pourrait être calculé à l'aide de l'équation 2.44, où η_{redr} est l'efficacité du hacheur, très proche de l'unité.

$$\eta_{back} = \eta_{gn} * \eta_{ond} * \eta_{hach} * \eta_{redr} \quad (2.44)$$

Les rendements présentés ici peuvent être considérés comme des indicateurs de l'efficacité attendue de la chaîne électrotechnique permettant de relier un système houlomoteur de type SEAREV au réseau électrique, mais il faut toutefois tenir compte du fait que certains modèles sont simplifiés, ce qui peut avoir un impact sur le calcul des pertes. De plus, les valeurs données dans les tableaux 2.32 à 2.34 sont spécifiques au cas étudié dans ce manuscrit.

On ne prend pas en compte ici la puissance réactive produite au niveau de la machine, ce qui explique en partie le fait que le rendement de la conversion d'énergie mécanique en énergie électrique soit si faible.

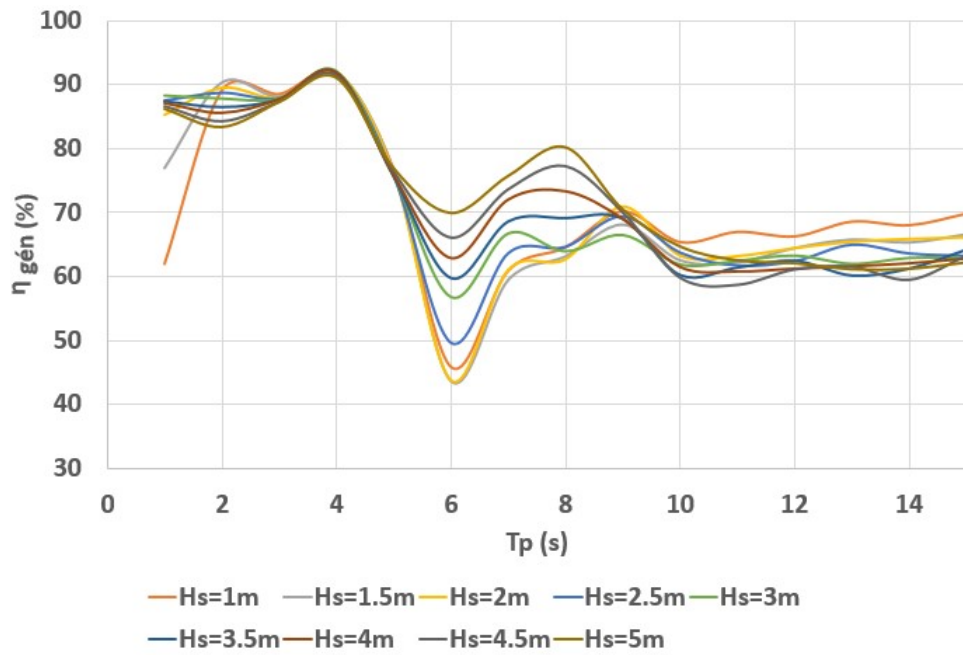


FIGURE 2.32 – Évolution du rendement au niveau de la génératrice η_{gen} en fonction de l'état de mer

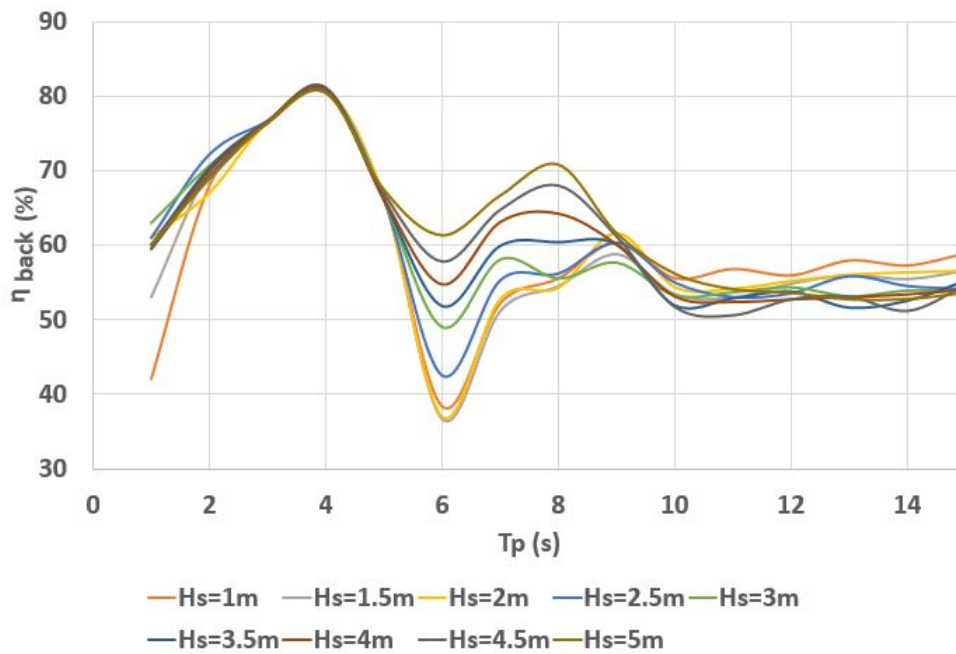


FIGURE 2.33 – Évolution du rendement au niveau du convertisseur back-to-back η_{back} en fonction de l'état de mer

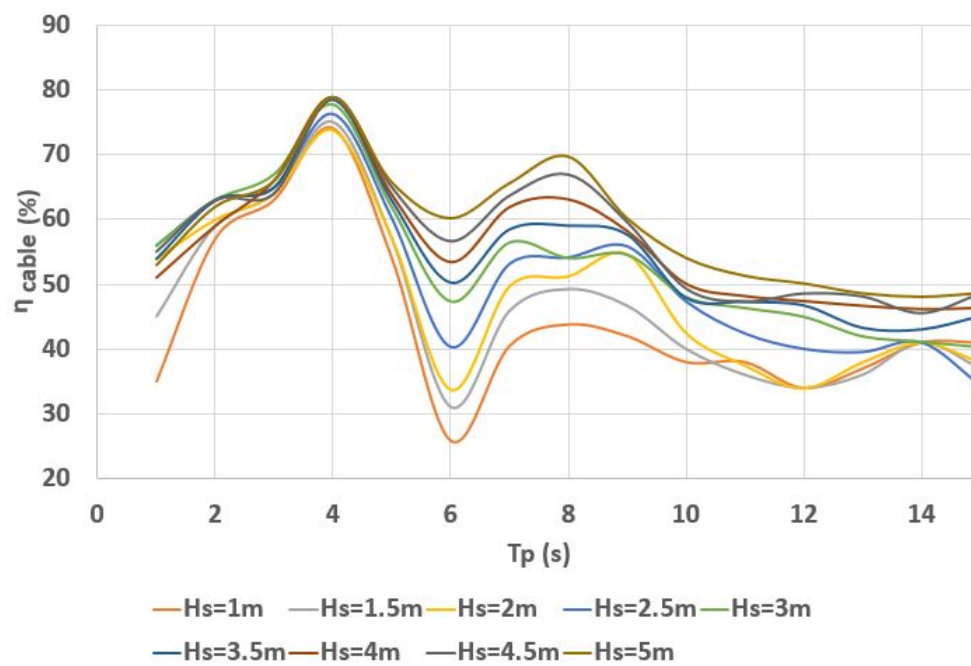


FIGURE 2.34 – Évolution du rendement au niveau du câble η_{cable} en fonction de l'état de mer

2.7 Conclusion

L'objectif de ce chapitre était la mise en place d'un modèle représentant la chaîne de conversion de l'énergie par un système houlomoteur, depuis les vagues jusqu'au réseau électrique.

Ce chapitre a donc décrit le modèle wave-to-wire développé dans ce but et schématisé en figure 2.3. Le système a été divisé en plusieurs étapes (figure 2.1) et les solutions choisies pour la modélisation de chaque composant du système ont été détaillées, ainsi que le dimensionnement de chaque composant.

La simulation de l'ensemble des composants de la chaîne de la vague au réseau électrique s'avère très lourde en temps de calcul. Il a donc été choisi de représenter les système d'électronique de puissance commandés par des modèles simplifiés dits "modèles moyens", ce qui a réduit le temps de calcul de manière appréciable : La simulation utilisant les modèles moyens est en effet 1.2 fois plus rapide que la simulation utilisant les modèles détaillés.

Des boucles de contrôle ont été implémentées dans le modèle au niveau du hacheur survolteur et de l'onduleur, de manière à réguler le couple électromagnétique produit par la génératrice synchrone à aimants permanents ainsi que la tension sur le bus DC et la tension et la puissance réactive en sortie d'onduleur.

Le modèle wave-to-wire présenté ici est adapté au cas d'étude du système houlomoteur SEAREV, mais la description des différentes composantes de ce modèle réalisée dans ce chapitre devrait permettre d'adapter facilement le modèle pour d'autres systèmes houlomoteurs. De plus, il a aussi été construit pour laisser la possibilité de connecter plusieurs systèmes houlomoteurs entre eux, ou encore ajouter des systèmes de stockage en parallèle (sur le bus DC notamment).

Le modèle wave-to-wire développé ainsi que les différents contrôles implémentés ont fait l'objet d'une publication suite à la conférence EVER (avril 2017) [52].

La finalité première de ce modèle est l'étude de la qualité de la puissance injectée au réseau, basée en particulier sur le critère de flicker. Cette étude a ainsi pu être réalisée pour le cas d'étude (le houlomoteur SEAREV sur le site du SEMREV) introduit dans ce chapitre 2. Les résultats sont présentés dans le chapitre suivant [53].

Chapitre 3

Étude de la qualité de la puissance injectée au réseau à l'aide du modèle wave-to-wire

Le modèle wave-to-wire développé a, dans un premier temps, été utilisé afin de déterminer la qualité de la puissance produite par un convertisseur houlomoteur à conversion électrique directe (le SEAREV).

Une étude comparable sur la qualité de la puissance a été réalisée par A. Blavette dans [48] pour une ferme de systèmes houlomoteurs de type colonne d'eau oscillante à l'aide de données expérimentales de puissance électrique (séries temporelles) recueillies dans le cadre du projet CORES. Pour ce projet, un prototype de colonne d'eau oscillante à l'échelle 1/4 a été déployé en mer pendant trois mois au printemps 2011. La résolution des séries temporelles de puissance électrique résultant de ces essais en mer étant de 0.1s, ces dernières ont pu être utilisées afin de réaliser des études d'impact de l'intégration d'une ferme houlomotrice au réseau électrique.

Bien que les cas d'étude soient différents, les conclusions tirées de ces deux études pourront être comparées dans une certaine mesure.

Les critères étudiés ici sont les contraintes les plus exigeantes fixées par les codes de réseau. Il s'agit pour la plupart des mêmes critères que ceux étudiés dans les précédents travaux de l'université de Cork : le flicker, les valeurs maximum et minimum de tension, l'amplitude de la chute de tension induite par une déconnexion soudaine et les fluctuations de puissance active. La capacité de l'installation à rester connectée en cas de défaut sur le réseau électrique est aussi analysée.

L'aptitude de l'unité de production à remplir les critères de qualité de puissance imposés par les codes de réseau est étudiée en fonction de différents paramètres : l'angle d'impédance (équation 2.36) et le niveau de court circuit du réseau électrique, la longueur du câble de raccordement et le niveau de houle.

Les valeurs d'angle d'impédance ont été choisies en accord avec la norme CEI 61400-21 [92] fournissant des recommandations pour préparer les mesures et évaluation de la qualité de la puissance dans le cas d'éoliennes. La procédure de mesure décrite dans cette norme est créée de sorte à être la plus générale possible pour la localisation du site éolien testé. Selon cette norme, le coefficient de flicker P_{st} doit donc être calculé pour quatre angles d'impédance fixés : 30°, 50°, 70° et 85°.

L'impact du raccordement d'une centrale électrique au réseau est souvent étudié en fonction

du ratio de la puissance apparente de court circuit du réseau sur la puissance apparente nominale de la centrale à raccorder (rapport de court-circuit). Onze niveaux de court-circuit ont été considérés dans cette étude, de manière à pouvoir comparer les résultats avec ceux obtenus dans les travaux de thèse d'A. Blavette [48]. Pour un réseau 63kV, l'ordre de grandeur de la puissance apparente de court-circuit S_{cc} est de 1000 MVA. Pour un réseau HTBA la puissance apparente de court-circuit sera inférieure.

Trois états de mer ont été choisis pour réaliser ces simulations, en fonction de la puissance moyenne mécanique qu'ils permettent de produire (figure 2.15). Il s'agit donc d'un état de mer peu énergétique $(H_s, T_p)=(2\text{m}, 4\text{s})$, un état de mer très énergétique $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 6\text{s})$ et l'état de mer de référence choisi pour ces travaux (modéré), $(H_s, T_p)=(3\text{m}, 9\text{s})$. Le tableau 3.1 rappelle la puissance mécanique moyenne obtenue pendant une simulations de 30 minutes pour ces états de mer.

État de mer (H_s, T_p)	$P_{m\acute{e}canique\text{moyenne}}(kW)$
(2m, 4s)	62
(3m, 9s)	139
(5m, 6s)	760

TABLE 3.1 – Puissance mécanique moyenne obtenue pour les trois états de mer choisis pour une simulation de 30 minutes

Le tableau 3.2 résume les différents paramètres utilisés pour les simulations permettant d'étudier la qualité de la puissance au point de raccordement d'une unité de système houlomoteur SEAREV au réseau électrique.

Paramètres	Valeurs
Angle d'impédance du réseau ($^\circ$)	30, 50, 70 et 85
Rapport de court circuit	3, 4, 5, 9, 15, 19, 25, 37, 74, 149 et 744
Longueur du câble de transport (km)	10, 20 et 100
État de mer (H_s, T_p)	(2m, 4s), (3m, 9s) et (5m, 6s)

TABLE 3.2 – Résumé des paramètres sélectionnés pour l'étude de l'impact du raccordement d'une unité de SEAREV au réseau électrique

3.1 Contrainte de flicker

3.1.1 Calcul du flicker - le flickermètre

Le modèle wave-to-wire décrit précédemment est donc utilisé afin d'estimer les coefficients de flicker court terme (P_{st}) et long terme (P_{lt}) de l'installation pour plusieurs états de mer.

A cette fin, un flickermètre est ajouté au modèle.

La méthode de mesure du flicker est définie dans la norme CEI 61000-4-15 [93]. Elle décrit le fonctionnement du flickermètre, qui peut être implémenté physiquement ou de manière logicielle [94].

Un flickermètre est composé de cinq blocs distincts, comme présenté sur la figure 3.1 [95].

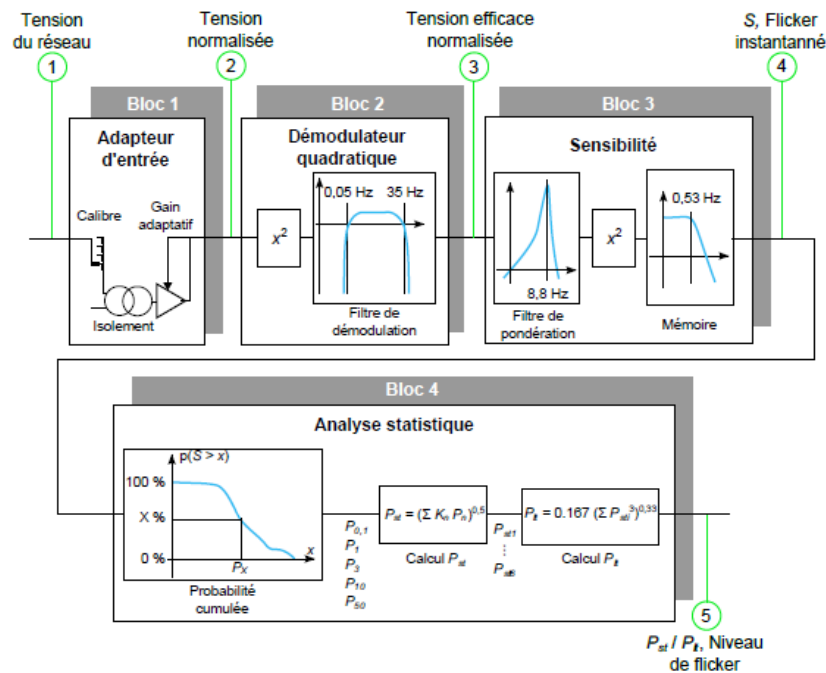


FIGURE 3.1 – Schéma d'un flickermètre

- Le premier bloc est un adaptateur d'entrée permettant de normaliser à l'unité le signal d'entrée à l'aide de la valeur de l'amplitude de pic.
- Le second bloc permet la démodulation quadratique du signal : la tension est élevée au carré, le flux lumineux d'une lampe étant proportionnel au carré de la tension qui lui est appliquée. Le phénomène physique responsable du flicker est donc représenté dans ce bloc.
- Le signal obtenu est ensuite filtré afin d'éliminer les composantes DC ainsi que les composantes de fréquences élevées (supérieures à 35 Hz). En effet, la bande de fréquence perceptible par l'oeil humain est comprise entre 0,05 Hz et 35 Hz. Le but est de simuler la réponse d'un œil par rapport à la lampe et le processus effectué par l'œil et le cerveau. Le signal filtré est donc pondéré en fonction de la fréquence afin de représenter la réponse physiologique à l'aide d'un filtre passe-bande.
- Le signal récupéré par le bloc 4 représente les écarts de tensions observés au point de mesure du flicker. L'effet des variations de tension sur l'oeil et le cerveau de l'observateur est représenté par le carré de ces variations. Un filtre passe-bas du premier ordre est ajouté de manière à simuler la mise en mémoire de ces fluctuations (300ms). Une nouvelle mise à l'échelle permet d'adapter le signal pour obtenir la sensation instantanée de flicker, nommée S. Il s'agit d'une représentation du flicker tel qu'il est perçu par un humain, exprimé en unités de perceptions (udp).
- La dernière partie consiste en une analyse statistique du signal : la valeur à partir de laquelle le flicker est gênant pour un observateur dépend de son niveau et de son taux d'occurrence. Pour des fluctuations de tension plus complexes, la limite d'ac-

ception dépend de la fréquence à laquelle certains niveaux de fluctuations sont dépassés.

L'analyse statistique de la grandeur S permet de définir la sévérité à court terme (P_{st}) et long terme (P_{lt}) du flicker, cette dernière étant calculée à partir de la première suivant la formule 3.1 où P_{st_i} ($i=1,2,3\dots N$) sont les valeurs consécutives des P_{st} obtenus.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{j=1}^N P_{st_j}^3}{N}} \quad (3.1)$$

L'amplitude de la sensation instantanée de flicker, S , est séparée en plusieurs classes de largeur identique (comme pour un histogramme). La norme impose une séparation en 64 classes minimum.

La sévérité court terme du flicker est calculée à l'aide de la formule 3.2, racine carrée de la somme pondérée de cinq quantiles.

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_{1s} + 0.0657P_{3s} + 0.280P_{10s} + 0.080P_{50s}} \quad (3.2)$$

Les quantiles P_x correspondent à la valeur de la sensation instantanée de flicker S dépassée pendant $x\%$ du temps.

Les coefficients ont été déterminés à partir de la courbe de $P_{st}=1$, obtenue expérimentalement par la réaction d'un échantillon important de personnes soumises à des fluctuations de tensions rectangulaires avec plus d'une variation par minute (ou change per minute, cpm). Les coefficients correspondent aux résultats permettant d'avoir des valeurs inférieures à 5% dans tous les cas.

L'index s signifie que le quantile est lissé par la moyenne arithmétique avec deux quantiles voisins tel que décrit dans le système d'équation 3.3.

$$\begin{aligned} P_{1s} &= \frac{P_{07}+P_1+P_{15}}{3} \\ P_{3s} &= \frac{P_{2.2}+P_3+P_4}{3} \\ P_{10s} &= \frac{P_6+P_8+P_{10}+P_{13}+P_{17}}{5} \\ P_{50s} &= \frac{P_{30}+P_{50}+P_{80}}{3} \end{aligned} \quad (3.3)$$

La norme CEI 61400-21 [92] définit quelques modifications à apporter dans la conception du flickermètre lorsqu'il est voué à analyser le flicker induit par des génératrices éoliennes.

En effet, les fermes éoliennes peuvent induire des variations de tensions plus faibles que les unités de productions conventionnelles, qui ne sont pas prises en compte de manière suffisamment précise par le flickermètre tel qu'il est conçu dans la norme CEI 61000-4-15 [93]. La norme CEI 61400-21 [92] recommande ainsi d'augmenter le nombre de classes minimum en lesquelles diviser le signal de sensation instantanée de flicker S , pour l'analyse statistique effectuée dans le bloc 5 du flickermètre. Cette valeur passe ainsi de 64 à 6400. Cette recommandation est aussi considérée dans le cas de l'énergie houlomotrice [48].

Dans le modèle wave-to-wire, un bloc de mesure du flicker a été implémenté sous Simulink. Ce bloc correspond aux quatre premiers blocs du flickermètre décrit précédemment.

La sortie est donc la fonction S , ou sensation instantanée de flicker. Le traitement statistique est ensuite réalisé hors simulation (offline) afin d'obtenir les coefficients de flicker.

Afin de vérifier la conformité du flickermètre utilisé, la norme CEI 61000-4-15 [93] définit une série de test à mettre en œuvre.

Les deux premiers concernent la précision du signal S de sensation instantanée de flicker mesuré en sortie du quatrième module du flickermètre (qui correspond à la sortie du flickermètre utilisé sous Simulink). Il s'agit d'appliquer en entrée du flickermètre un signal de tension dont les caractéristiques sont connues (fréquence du réseau, tension U_{RMS} de la lampe, nature sinusoïdale ou rectangulaire de la fluctuation, fréquence et amplitude relative de la fluctuation). Les tests doivent être réalisés pour des fluctuations sinusoïdales et rectangulaires et pour un panel de couple fréquence-amplitude de fluctuations spécifié dans la norme CEI 61000-4-15. Pour tous les points de test la valeur maximum de la sensation instantanée de flicker doit être égale à l'unité, avec une tolérance de $\pm 8\%$.

Le bloc 5, correspondant au calcul du coefficient de flicker court terme P_{st} par analyse statistique de la sensation instantanée de flicker S , doit lui aussi être testé. Il s'agit d'appliquer en entrée du flickermètre un signal de tension (par exemple 230V - 50Hz si le réseau étudié est le réseau français) présentant des fluctuations rectangulaires dont la fréquence et l'amplitude sont fixées de manière à ce que la valeur de P_{st} théorique soit de 1. Une erreur de $\pm 5\%$ est tolérée pour la valeur de P_{st} calculée. Les fluctuations de tension doivent être centrées sur la valeur de tension nominale (par exemple 230V) de manière à garantir que le flickermètre possède une plage d'entrée assez large pour évaluer correctement les déviations dans chaque direction.

Ces tests de compatibilité à la norme CEI 61000-4-15 ont été appliqués au flickermètre utilisé dans le modèle wave-to-wire. Les résultats sont présentés en annexe A2 .

Une analyse de sensibilité a été réalisée afin de vérifier que le nombre de classes choisi pour l'analyse statistique est approprié pour l'énergie des vagues et plus spécialement pour le cas d'étude choisi. Le tableau 3.3 présente le coefficient de flicker court terme obtenu pour les trois états de mer sélectionnés avec un nombre de classes différent. Il apparaît que, comme pour l'éolien, il est pertinent d'utiliser 6400 classes pour l'analyse statistique du signal de sensation instantanée de flicker S .

	64	1000	3200	6400	9600	12800
(3m, 9s)	0,170	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175
(5m, 6s)	1,143	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159
(2m, 4s)	0,258	0,213	0,214	0,215	0,215	0,215

TABLE 3.3 – Calcul du flicker pour différents états de mer, étude de sensibilité au nombre de classes choisi pour l'analyse statistique effectuée dans le bloc 5

3.1.2 Évaluation du flicker pour différents états de mer

Le coefficient de flicker court terme P_{st} a été mesuré en amont du câble de transport (cf figure 2.3) pour différents états de mer (le poste de livraison est ici considéré comme situé avant le câble de transport). La durée des simulations est légèrement supérieure à 10 minutes, de manière à calculer le flicker sur 10 minutes sans prendre en compte les phases de démarrage des différents éléments. L'angle d'impédance du réseau Ψ_{grid} est de 50° et le niveau de court circuit triphasé à la tension nominale (20kV) est de 50MVA.

Le flicker a été calculé en faisant varier la hauteur de houle H_s puis la période T_p (tableaux 3.4 et 3.5).

Si l'influence du paramètre T_p sur le coefficient de flicker court terme n'est pas linéaire, il peut être observé que ce dernier augmente avec la période H_s . Plus la vitesse de rotation du système houlomoteur augmente (figure 3.2), plus le coefficient de flicker P_{st} est grand (plus spécialement lorsque la vitesse atteint des valeurs supérieures à 1 rad/s).

(3m, 4s)	(3m, 6s)	(3m, 9s)
0,37	1.05	0,24

TABLE 3.4 – Calcul du flicker pour différentes périodes de pic T_p

(3m, 6s)	(4m, 6s)	(5m, 6s)
1.05	1.50	1,64

TABLE 3.5 – Calcul du flicker pour différentes hauteurs de houle H_s

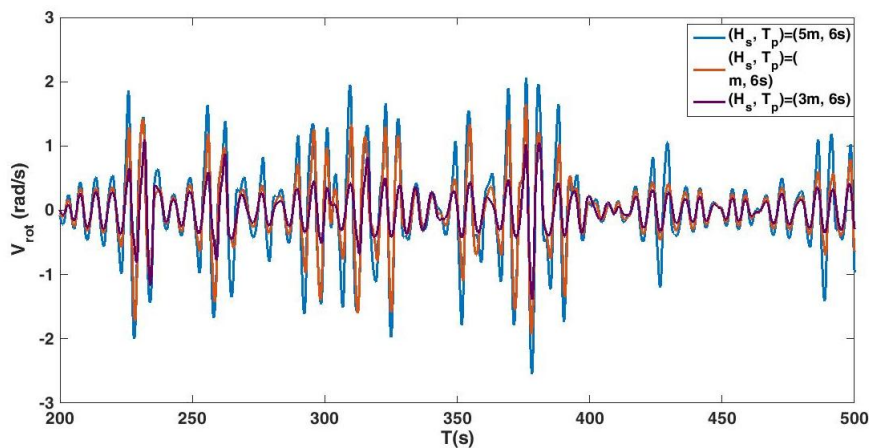


FIGURE 3.2 – Vitesse de rotation relative du pendule du SEAREV pour trois états de mer

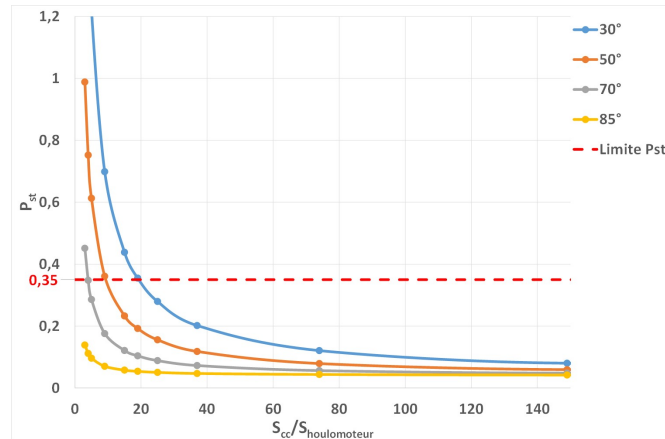
3.1.3 Influence des caractéristiques du réseau électrique (angle d'impédance et niveau de court-circuit) sur le coefficient de flicker P_{st}

La puissance de court-circuit P_{cc} et l'angle d'impédance Ψ_k sont deux paramètres pertinents pour l'étude de la sensibilité d'un réseau électrique aux fluctuations de puissance et tension : plus le réseau est fort (angle d'impédance important et niveau de court circuit important), moins l'impact des variations de tension induites par les variations de puissance est important.

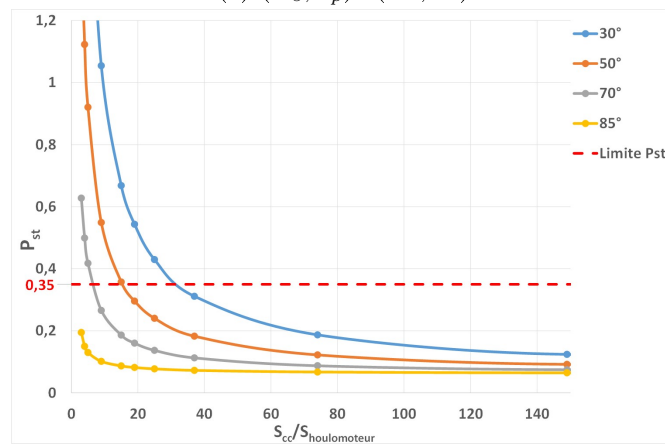
Le coefficient court terme de flicker a ainsi été déterminé pour différents types de réseaux, selon les paramètres précisés dans le tableau 3.2.

L'étude a été réalisée pour trois états de mer différents, comme précédemment.

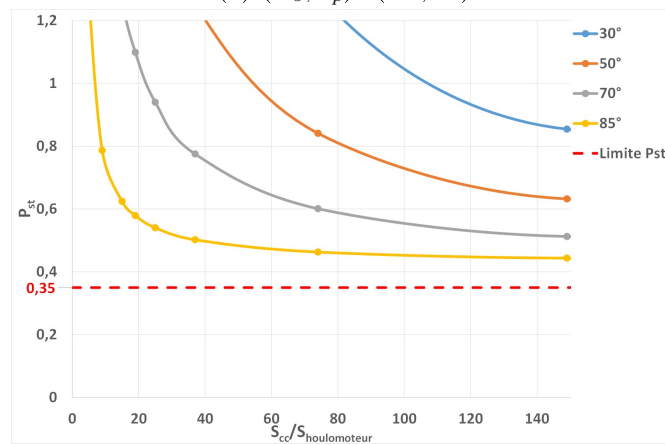
Les résultats de ces simulations sont présentés dans la figure 3.3.



(a) $(H_s, T_p) = (2m, 4s)$



(b) $(H_s, T_p) = (3m, 9s)$



(c) $(H_s, T_p) = (5m, 6s)$

FIGURE 3.3 – Niveau de flicker court terme P_{st} en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer

Il est ainsi possible de s'apercevoir que la contrainte en flicker peut ne pas être respectée pour chaque état de mer. Cependant, pour un état de mer peu énergétique $(H_s, T_p) = (2m, 4s)$, le coefficient de flicker calculé pour des valeurs de ratio de court-circuit supérieures à 15 est situé sous la limite la plus contraignante (0.35) quel que soit l'angle d'impédance. Cette valeur de rapport de court-circuit est déjà très élevée pour des réseaux ayant un angle

longueur du câble (km)	P_{st} avant le câble	P_{st} après le câble
10	0,14	0,12
20	0,16	0,12
100	0,30	0,11

(a) $(H_s, T_p)=(2\text{m}, 4\text{s})$

longueur du câble (km)	P_{st} avant le câble	P_{st} après le câble
10	0,21	0,18
20	0,24	0,18
100	0,45	0,17

(b) $(H_s, T_p)=(3\text{m}, 9\text{s})$

longueur du câble (km)	P_{st} avant le câble	P_{st} après le câble
10	1,45	1,23
20	1,64	1,17
100	3,05	1,11

(c) $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 6\text{s})$ TABLE 3.6 – Influence de la longueur de câble sur le coefficient de flicker P_{st} pour différents états de mer

d'impédance inférieur à 50° [48]. Pour un état de mer très énergétique, au contraire, même lorsque ce ratio est très élevé (supérieur à 150), le niveau de flicker calculé est toujours supérieur à la limite.

Il est aussi intéressant de constater que pour un état de mer très énergétique $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 6\text{s})$, le niveau de flicker peut excéder l'unité (limite la plus permissive rencontrée dans les codes des réseaux) pour des niveaux de court-circuit assez importants (jusqu'à 9 pour un réseau fort avec un angle d'impédance de 85° et jusqu'à 90 pour un réseau faible ayant un angle d'impédance de 30°).

Les points de connexion au réseau pour lesquels l'angle d'impédance est inférieur à 50° sont les plus susceptibles d'être affectés par l'apparition d'un flicker important.

Il est souvent recommandé de connecter les fermes éoliennes en un point de connexion où le rapport de court-circuit excède 25. Si cette recommandation était appliquée pour un système houlomoteur à conversion directe tel que le SEAREV dans cette étude, le flicker pourrait tout de même être considéré comme un problème puisque pour cette valeur de rapport de court-circuit, pour l'état de mer le plus énergétique, la limite de flicker court-terme est dépassée quel que soit l'angle d'impédance du réseau. Le flicker est donc une problématique non négligeable pour les systèmes houlomoteurs à conversion électrique directe.

3.1.4 Influence du câble de transport

Les résultats précédents montrent que, avant le câble, le flicker induit par l'intégration d'un seul système houlomoteur peut être important et excéder les limites (1 ou 0.35).

Cependant, suivant la configuration de la ferme houlomotrice, le flicker n'est pas forcément calculé directement en sortie de transformateur mais peut être mesuré en sortie du câble sous marin permettant de relier la ferme (ou, dans le cas étudié dans ce chapitre, le système houlomoteur) au réseau continental.

Le tableau 3.6 permet de comparer les coefficients de flicker court terme P_{st} mesurés avant et après le câble, pour différentes longueurs de câbles et pour différents états de mer.

Le fait que le coefficient de flicker soit moins important après le câble qu'avant s'explique

par l'apparition de pertes joules le long du câble. Les fluctuations de tension sont donc moins importantes en sorties de câble. En amont de ce dernier, l'augmentation du coefficient de flicker avec la longueur s'explique par les chutes de tension liées aux pertes joules qui sont amplifiées sur de grandes longueurs de câble. La résistance du câble s'exprime en effet en fonction de sa longueur L : $R = \rho \frac{L}{s}$ où ρ est la résistivité du métal conducteur, exprimée en ohm.mètre ($\omega.m$), et s est la section du câble.

En aval du câble, comme les pertes joules sont plus importantes avec la longueur de câble, le coefficient de flicker diminue.

3.2 Variations de tension

Malgré le contrôle de la tension côté réseau implémenté au niveau de l'onduleur ([Régulation de la tension du bus DC et de la puissance réactive](#)), la tension mesurée au point de connexion peut présenter quelques variations. Ces variations sont ponctuelles, mais peuvent excéder les limites définies dans le chapitre 1 de cette thèse ([Plages de fréquence et de tension et réglage](#)). La valeur efficace (RMS) de la tension d'une phase (phase A) a donc été mesurée au point de livraison afin de vérifier la compatibilité du profil de tension simulé à l'aide du modèle avec les normes données par les codes de réseau.

La figure 3.4 montre le niveau de tension maximum obtenu sur des simulations de 10 minute pour plusieurs rapports de court-circuit et les quatre angles d'impédance définis précédemment et pour des états de mer du moins énergétique au plus énergétique.

Ces résultats démontrent qu'un dépassement de tension peut avoir lieu pour des états de mer ayant une énergie moyenne à importante, lorsque le réseau au point de connexion présente une puissance de court circuit faible par rapport à la puissance de court circuit de l'installation productrice et un angle d'impédance faible. En effet, pour l'état de mer de référence $(H_s, T_p) = (3m, 9s)$ le dépassement n'apparaît que pour un angle d'impédance de 30° et pour des valeurs de rapport de court-circuit inférieures à 9. Pour toutes les autres simulations avec cet état de mer, la tension maximale reste inférieure à la limite de 1.05 pu autorisée. Pour l'état de mer $(H_s, T_p) = (5m, 6s)$, très énergétique, la tension peut dépasser cette limite lorsque l'angle d'impédance du réseau est de 50° , pour des valeurs de rapport de court circuit inférieures à 15.

Pour ce dernier état de mer, le dépassement est beaucoup plus important et des valeurs de tension supérieures à la limite la plus permissive (1.12 pu) sont mesurées.

De la même manière, les valeurs minimales de tension mesurées pendant ces simulations ont été relevées. Les résultats sont présentés en figure 3.5.

Sur ces figures il est possible de remarquer que la tension atteint des valeurs inférieures à la limite basse autorisée (0.96 pu) lorsque l'angle d'impédance du réseau est inférieur à 70° pour les deux états de mer les moins énergétiques et quel que soit l'angle d'impédance du réseau pour l'état de mer le plus énergétique. Cependant, pour tous les états de mer et angles d'impédance considérés, la tension minimale mesurée lors des simulations est supérieure à la limite lorsque le rapport de court circuit dépasse 9. Ainsi, il peut être supposé que la limite inférieure de tension est moins contraignante que la limite supérieure, et que lorsque des mesures seront prises pour améliorer la qualité de la puissance injectée au réseau électrique en sortie de ferme houlomotrice, le respect de la limite supérieure de tension devra être une priorité par rapport à la limite inférieure.

Si les résultats concernant la tension maximale mesurée lors de simulations concordent avec ceux présentés dans [48], les résultats relatifs à la limite inférieure de tension diffèrent

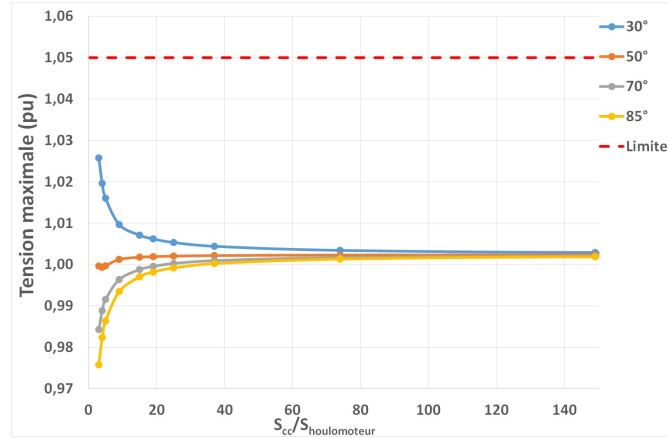
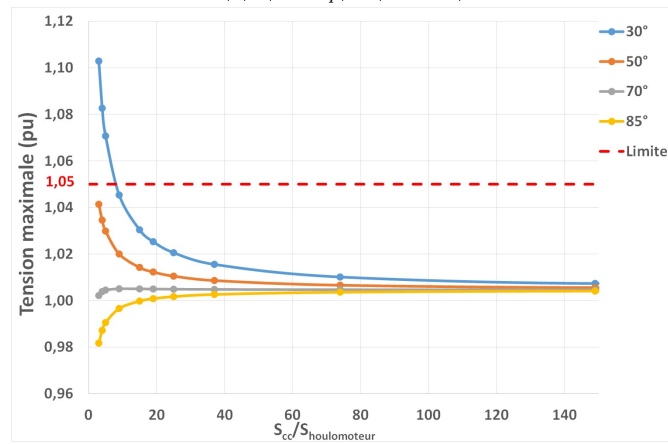
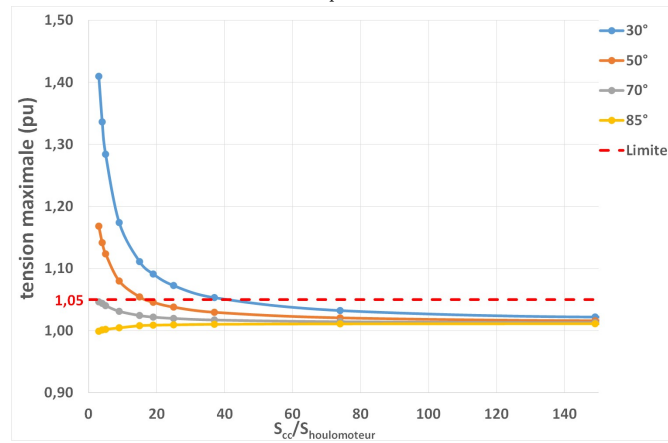
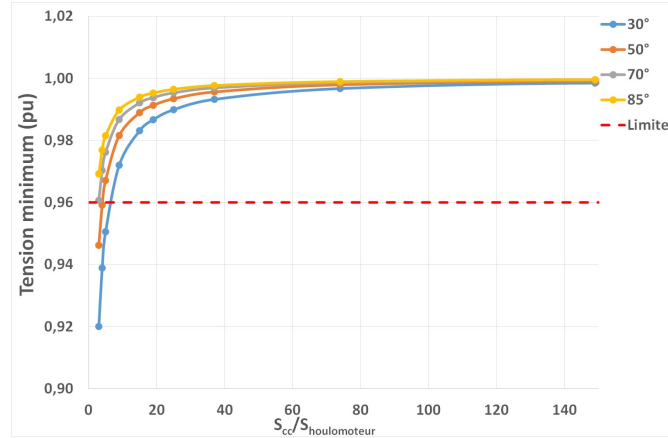
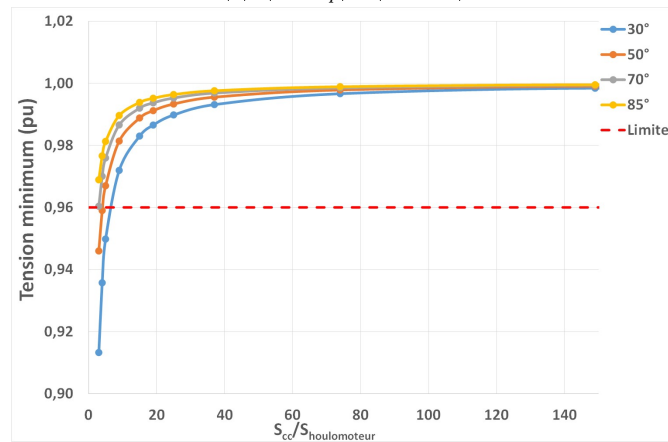
(a) $(H_s, T_p) = (2\text{m}, 4\text{s})$ (b) $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$ (c) $(H_s, T_p) = (5\text{m}, 6\text{s})$

FIGURE 3.4 – Tension maximum mesurée sur une simulation (10min) en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer

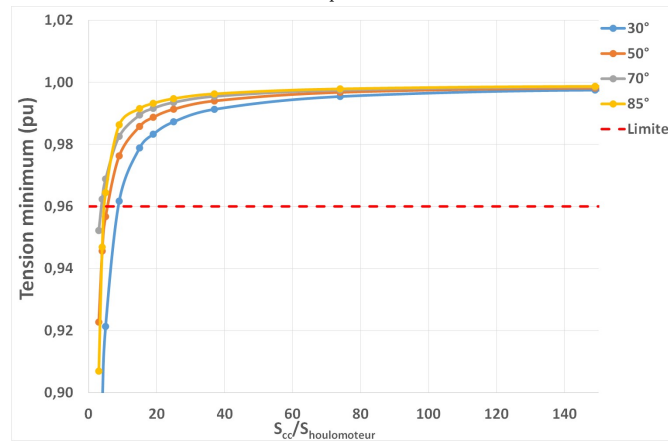
quelques peu. En effet, pour les simulations réalisées dans [48] la limite inférieure de tension n'est jamais atteinte quel que soit l'état de mer, l'angle d'impédance du réseau et le rapport de court-circuit. Pour ces deux études, les convertisseurs d'énergie houlomotrice sont cependant très différents. En effet, pour une colonne d'eau oscillante comme celles utilisées dans [48], le mécanisme de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique



(a) $(H_s, T_p) = (2\text{m}, 4\text{s})$



(b) $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$



(c) $(H_s, T_p) = (5\text{m}, 6\text{s})$

FIGURE 3.5 – Tension minimum mesurée sur une simulation (10min) en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer

est en général une turbine à vitesse variable couplée à une génératrice à induction tandis que pour le cas d'étude utilisé ici, il s'agit d'une machine synchrone directement reliée au système de récupération d'énergie. Ces turbines peuvent contenir une inertie mécanique significative, équivalant à un stockage d'énergie [96]. De plus, les stratégies de contrôle appliquées au niveau de l'électronique de puissance diffèrent pour les deux modèles, et enfin

les résultats présentés dans [48] sont ceux d'une ferme de houlomoteurs et pas d'un seul système comme présenté ici.

3.3 Alimentation sans faille (Fault Ride Trough FRT)

La capacité de l'installation de production à rester connectée en cas de défaut sur le réseau suivant des conditions définies par les gestionnaires de réseau constitue l'une des exigences les plus importantes introduites par les codes de réseau. En effet, cette contrainte ne concerne pas seulement le producteur en question mais peut aussi impacter les autres installations (producteurs ou consommateurs) de la région.

Ici, le pire scénario est considéré (**Capacité de tenue aux creux de tension (FRT)**) : un court circuit est créé sur l'une des phases au point de connexion (côté réseau du transformateur) pendant une durée de 500ms alors que le système houlomoteur fonctionne en régime stationnaire. L'état de mer est ici l'état de mer de référence $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$. L'angle d'impédance du réseau est de 50° et le niveau de court-circuit de 50MVA. Les mesures de tension et de puissance réactive effectuées pendant l'apparition de ce défaut sont présentées en figure 3.6.

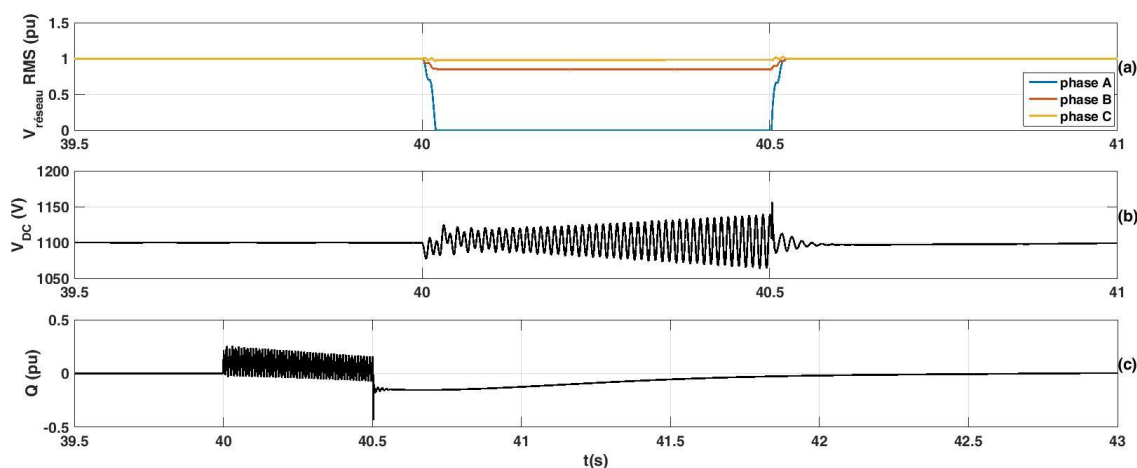


FIGURE 3.6 – Réponse de la chaîne wave-to-wire à un court circuit de 500ms sur la phase A au point de connexion

La puissance active injectée sur le réseau au moment du court-circuit sur la phase A est de 16kW. La tension de la phase A au point de connexion au réseau est effectivement nulle pendant 500ms. Les deux autres phases subissent, elles aussi, une chute de tension, même si elle est moindre. Lorsque le défaut apparaît, la tension sur le bus DC et la puissance réactive au point de connexion sont moins bien régulées et il est possible d'observer l'apparition de transitoires. Cependant, ces transitoires fluctuent autour de la valeur de régulation, ne dépassant pas 1150 V (1.045 pu) pour la tension sur le bus DC et 0.3 pu pour la puissance réactive pendant la durée du défaut.

Lorsque le défaut disparaît, le dépassement est légèrement plus important (1.05 pu pour la tension V_{DC} et -0.45 pu pour la puissance réactive côté réseau). Ce dépassement est acceptable pour l'électronique de puissance. La régulation de tension sur le bus DC se fait ensuite rapidement (0.1s), de même que celle de la puissance réactive pour laquelle la dynamique est tout de même plus lente (2.5s).

Il peut être noté que le modèle de simulation est assez robuste dans ce cas, on n'observe pas de déconnexion du système (divergence des grandeurs observées) et la chaîne semble donc répondre aux exigences imposées par les codes de réseau (**Capacité de tenue aux creux de tension (FRT)**). Lorsque le défaut disparaît le modèle retrouve son équilibre au bout d'une durée variable selon les grandeurs observées.

Le fait que la tension du bus DC et la puissance réactive n'atteignent pas des valeurs plus élevées est en partie dû aux stratégies de contrôle implémentées au niveau de l'onduleur, mais aussi à la présence d'un filtre RLC ajouté au niveau de l'onduleur sur le bus DC, en parallèle à ce dernier. La puissance réactive capacitive de ce filtre est fixée. De plus, une bobine d'arrêt (choke) est aussi ajoutée sur le bus DC de manière à bloquer les hautes fréquences, atténuer les basses fréquences et laisser passer les composantes continues, aidant ainsi les régulations à s'effectuer et limitant l'effet d'une chute brusque de tension sur le réseau.

La même étude a ensuite été réalisée pour un court-circuit triphasé au point de connexion au réseau (figure 3.7). La durée du court-circuit a été réduite à 150 ms, durée maximale au delà de laquelle l'unité de production est autorisée à se déconnecter selon les codes de réseau en France et en Allemagne (figure 1.13).

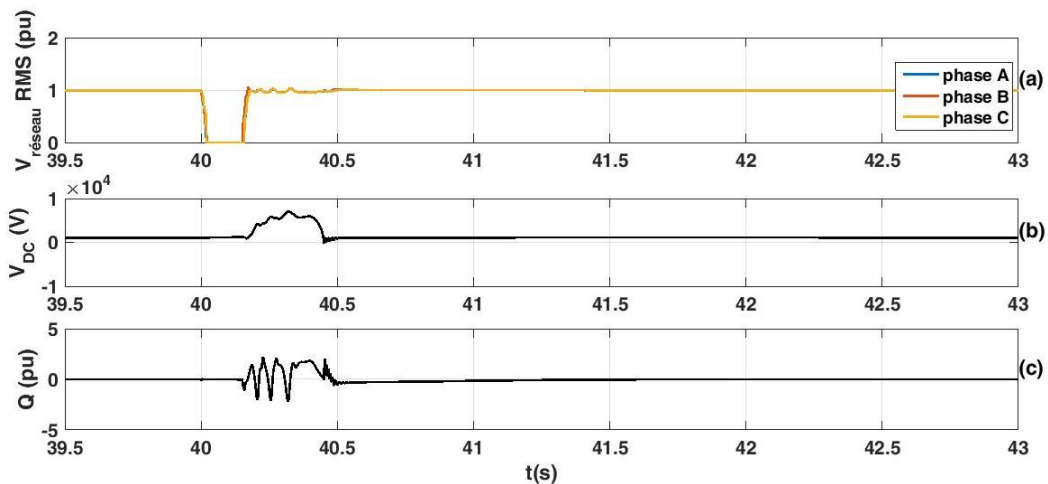


FIGURE 3.7 – Réponse de la chaîne wave-to-wire à un court-circuit triphasé de 150ms au point de connexion

La tension DC atteint ici une valeur beaucoup plus importante (autour de 6 pu), de même que la puissance réactive (2 pu). Ces valeurs ne sont pas acceptables pour les composants d'électronique de puissance de la chaîne. Cependant, lorsque le défaut disparaît les régulateurs parviennent à faire revenir ces signaux à leur valeurs de consigne.

Pour un défaut d'une durée supérieure à 150 ms (ici 500ms, figure 3.8) les régulateurs ne parviennent plus à faire revenir la tension à sa valeur de consigne lorsque le défaut disparaît. Les systèmes d'électronique de puissance présents dans la chaîne wave-to-wire ne peuvent pas supporter des tensions si importantes pendant une durée si longue, ils vont donc se déconnecter suite à l'apparition du court-circuit triphasé. Il faut toutefois noter que, dans les codes de réseaux étudiés, la capacité FRT demandée concerne une chute de tension à 0.2 pu pour une durée de 500ms.

Il est ainsi nécessaire de prendre des dispositions afin de limiter l'impact des défauts pouvant apparaître sur le réseau électrique, et empêcher la déconnexion de l'unité de pro-

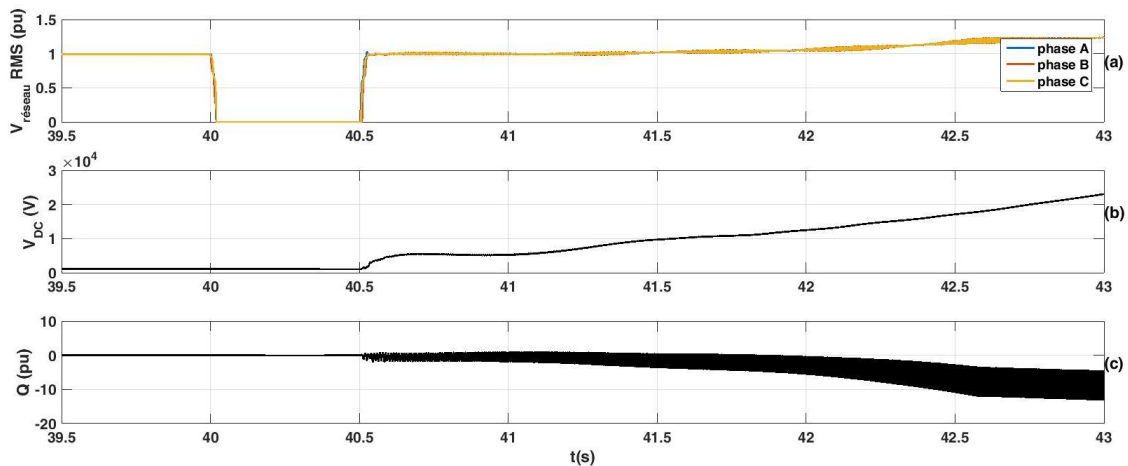


FIGURE 3.8 – Réponse de la chaîne wave-to-wire à un court circuit triphasé de 500ms au point de connexion

duction.

La solution consistant à surdimensionner les équipements d'électronique de puissance afin qu'ils puissent supporter l'élévation de tension et de courant lors de défauts sur le réseau serait très onéreuse et n'est pas viable.

Dans [97] plusieurs solutions sont présentées pour améliorer la capacité des installations de production utilisant des machines synchrones à aimants permanents à rester connectées en cas de court-circuits triphasés.

La première solution consiste à augmenter la taille du condensateur du bus DC proportionnellement à la chute de tension et à sa durée. Cependant, ceci nécessiterait aussi de redimensionner les convertisseurs, rendant cette stratégie onéreuse et peu pertinente.

Une solution moins onéreuse, proposée aussi dans [30], est d'utiliser un circuit "Crowbar". Ces circuits sont utilisés pour éviter qu'une surtension apparaissant dans une unité de fourniture d'électricité n'endommage le reste du circuit qui y est lié. Ils consistent en un redresseur pleine onde, une résistance de puissance et un IGBT. Pendant l'exploitation normale, l'interrupteur IGBT est ouvert. Sa fermeture peut être commandée par la détection d'une surtension au niveau du bus DC, par exemple. Pour des chutes de tension prolongées, la dissipation de puissance dans la résistance est importante.

L'intégration d'un système de stockage d'énergie sur le bus DC peut aussi fournir un chemin alternatif pour l'énergie excédentaire produite lors des chutes de tension et ainsi éviter l'impact sur la tension du bus DC et la puissance réactive. L'utilisation d'un tel système de stockage impose en général l'ajout d'un convertisseur DC.

Lors des chutes de tension liées à un court-circuit, la tension du bus DC peut être réduite en diminuant le couple exercé par la génératrice électrique sur le système mécanique à l'aide du convertisseur boost ([Modèle du hacheur survolteur](#)).

La capacité LVRT d'une installation peut aussi être améliorée à l'aide d'un système de transmission flexible en courant alternatif (FACTS). Pour les dispositifs shunt comme les compensateurs de puissance réactive (SVCs pour Static Var Compensators) ou les STATCOM (Static Synchronous Compensator, sources de tension placées en parallèle à la ligne), un courant réactif important est injecté. La quantité de courant dépend de la différence entre le besoin de l'unité de production et la quantité de puissance réactive qui peut être fournie par le réseau dans les conditions de tension rencontrées. Pour les dispositifs en

série, comme les SSSC (Static Synchronous Series Compensator) ou les TCSC (Thyristor Controlled Serie Capacitor) le transfert de puissance réactive depuis le réseau est augmenté grâce à l'injection d'une tension capacitive.

3.4 Échelon de tension lors de la connexion ou de la déconnexion

La connexion et la déconnexion de l'unité de production au réseau électrique peuvent entraîner un échelon de tension plus ou moins important au niveau du point de connexion. D'après [48], la limite la plus contraignante en Europe est celle fixée par le code de réseau Allemand : l'échelon de tension ne doit pas dépasser 2% de la tension obtenue avant l'événement de coupure ou de connexion.

Des simulations ont ainsi été effectuées à l'aide du modèle wave-to-wire afin de quantifier l'échelon de tension causé par ces événements. L'état de mer choisi est le plus énergétique, $(H_s, T_p) = (5\text{m}, 6\text{s})$, puisque c'est lorsque le pic de puissance est le plus important que le risque de déconnexion ou de panne est le plus élevé. Ceci est due notamment aux pièces de l'équipement qui ne peuvent supporter un dépassement de leur puissance nominale.

Dans un premier temps, il est demandé au système de se déconnecter du réseau lorsque la puissance électrique fournie au réseau atteint 1 MW (la puissance d'écrêtage étant de 1.1MW). L'angle d'impédance du réseau est de 50° et le rapport de court-circuit de 25. Le profil de tension mesuré pour les trois phases (en valeur RMS) lors de cette simulation est présenté en figure 3.9. L'échelon de tension est facilement observable sur cette figure. Il est égal à 1.8% de la valeur à puissance nominale.

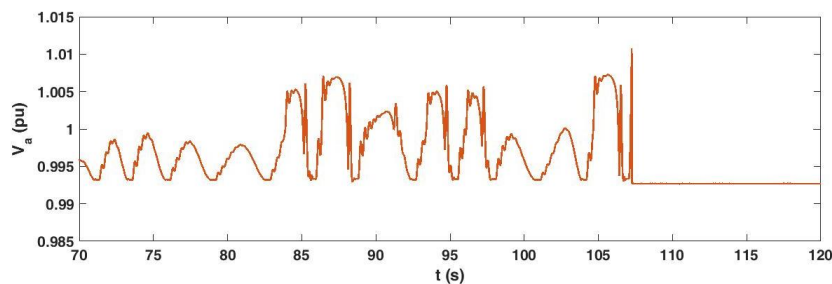


FIGURE 3.9 – Illustration de l'échelon de tension créé au point de connexion en cas de déconnexion intempestive de l'unité de production

La même simulation a ensuite été réalisée pour des niveaux différents de court circuits et pour des angles de réseau différents. Les résultats sont donnés dans le tableau 3.7.

Les résultats mis en évidence (en rouge) sont ceux excédant la limite la plus stricte autorisée par les codes de réseau (2%). Seuls les réseaux les plus faibles induisent un dépassement de la limite la plus permissive (10%).

Quelques simulations ont aussi été réalisées avec un état de mer moins énergétique $(H_s, T_p) = (2\text{m}, 4\text{s})$ afin de quantifier l'amplitude de l'échelon de tension lorsque la puissance en jeu est plus faible. Pour ces simulations, l'installation se déconnecte du réseau lorsque la puissance atteint une valeur légèrement inférieure à la valeur maximale mesurée sur 10 minutes (390kW), soit 290kW. Les résultats sont présentés dans le tableau 3.8

Rapport de court circuit	angle d'impédance (°)			
	30	50	70	85
3	20,8	12,6	6,4	2,0
5	14,2	8,1	4,1	1,4
9	8,7	4,8	2,4	0,9
15	5,5	2,9	1,4	0,4
25	3,4	1,8	0,9	0,2
37	2,3	1,2	0,5	0,2
74	1,2	0,6	0,3	0,1

TABLE 3.7 – Amplitude de l'échelon de tension (en %) créé au point de connexion au réseau lors de la déconnexion de l'unité de production en fonction de l'angle d'impédance et du niveau de court circuit, pour un état de mer $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 6\text{s})$ (déconnexion à $P=1\text{MW}$)

Rapport de court circuit	angle d'impédance (°)		
	30	50	70
3	8,2	4,3	2,1
5	4,9	2,5	1,3
9	2,9	1,6	0,8
15	1,8	0,9	0,5

TABLE 3.8 – Amplitude de l'échelon de tension (en %) créé au point de connexion au réseau lors de la déconnexion de l'unité de production en fonction de l'angle d'impédance et du niveau de court circuit, pour un état de mer $(H_s, T_p)=(2\text{m}, 4\text{s})$ (déconnexion à $P=290\text{ kW}$)

L'amplitude de l'échelon de tension est toujours significative pour quelques points lorsque la puissance au moment de la déconnexion est de 0.3MW au lieu de 1MW . Ainsi, pour les réseaux faibles, dont le rapport de court circuit est inférieur à 9, la déconnexion d'un système houlomoteur peut induire un échelon de tension important, même pour un état de mer modéré.

3.5 Fluctuations de puissance instantanée

Les profils de puissance injectée au réseau pour les trois états de mer étudiés dans ce chapitre sont présentés en figure 3.10, pour une durée de 10 minutes. Un agrandissement de cette figure est réalisé dans la figure 3.11 afin de mieux observer les variations de la puissance active produite par un système houlomoteur à conversion électrique directe, sur quelques secondes.

La figure 3.12 montre le rapport entre la puissance pic et la puissance moyenne mesurée sur la durée de la simulation pour un état de mer modéré $(H_s, T_p)=(3\text{m}, 9\text{s})$.

Pour l'état de mer le plus énergétique, la puissance pic est limitée à plusieurs reprises par l'écrêtage. Ainsi, si cet état de mer est très énergétique ce n'est pas celui qui crée le plus de fluctuations par rapport à la puissance moyenne.

Ces résultats ne sont pas compatibles avec la contrainte imposant un gradient maximum de puissance de 10% de la puissance nominale par minute, dictée par certains codes de réseaux. De telles fluctuations peuvent en effet causer une variation de la fréquence du réseau. De plus, le phénomène de flicker est lié à ces variations de puissance puisqu'elles

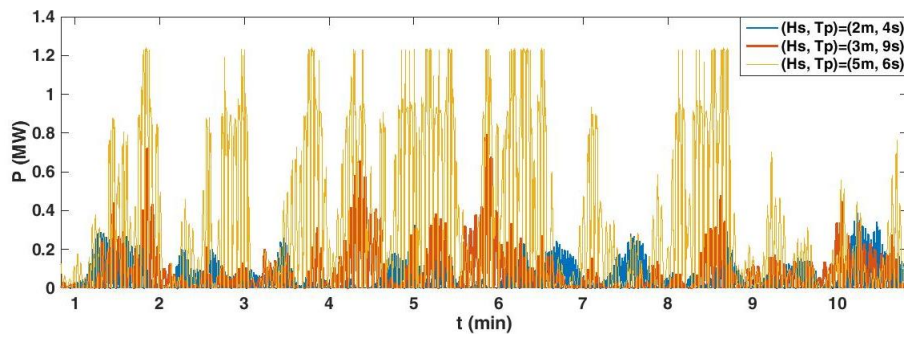


FIGURE 3.10 – Profils de puissance active mesurée au point de connexion au réseau électrique pour trois états de mer différents

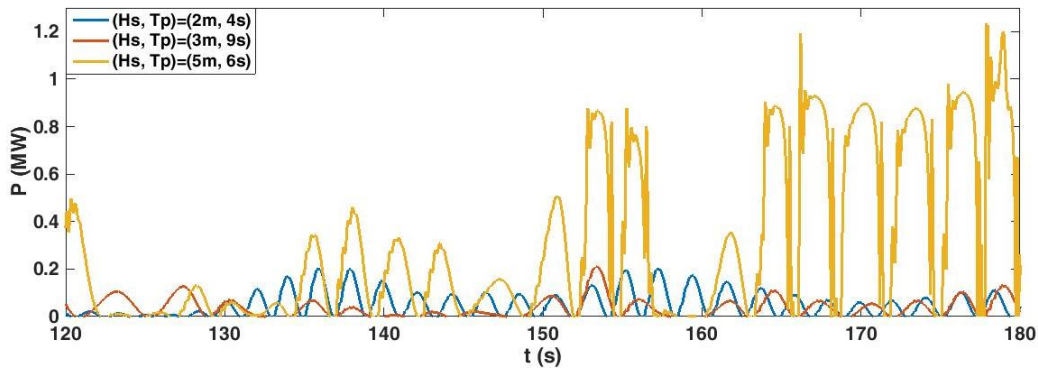


FIGURE 3.11 – Agrandissement de la figure 3.10

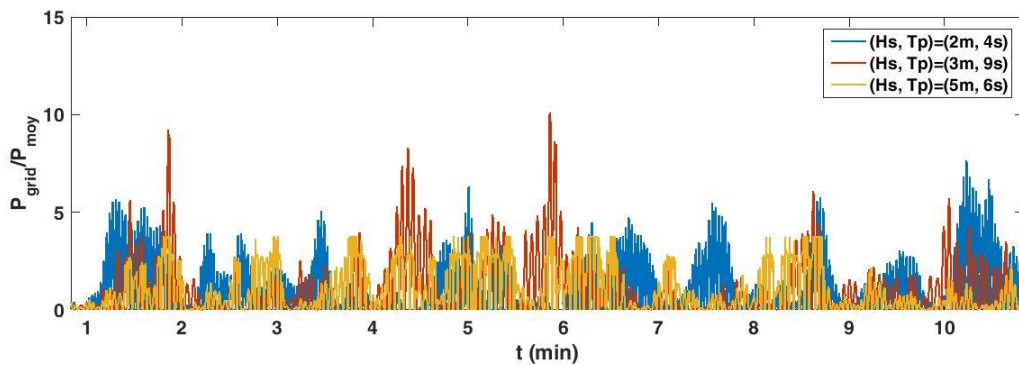


FIGURE 3.12 – Rapport de la puissance instantanée sur la puissance moyenne au point de connexion au réseau continental pour trois états de mer

entraînent aussi des fluctuations dans la puissance réactive absorbée. Ainsi, il ne paraît pas adapté, même dans le cadre d'un projet de démonstration, de connecter un système SEA-REV directement au réseau électrique sans prévoir de système de lissage de cette puissance injectée sur le réseau.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, la qualité de la puissance active produite et injectée au réseau par un système houlomoteur SEAREV à conversion électrique directe a été étudiée à l'aide du modèle wave-to-wire développé. Ce modèle peut ainsi permettre des études de qualité de puissance pour différents types de systèmes houlomoteurs ou même pour différentes sources d'énergie.

L'impact du raccordement d'un système houlomoteur a été déterminé en fonction du flicker produit, des variations de tension observées au point de connexion, de l'échelon de tension créé au même point lors de la déconnexion ou la connexion de l'unité de production, des fluctuations de puissance instantanée ainsi que de la capacité d'alimentation sans faille du système.

Les simulations ont été effectuées pour des états de mer plus ou moins énergétiques, des angles d'impédance du réseau et des niveaux de court circuits différents, ainsi que des longueurs du câble variables pour certaines d'entre elles (le tableau 3.2 résume ces différents paramètres).

Une étude similaire a été réalisée par A. Blavette en 2013 pour une ferme de colonnes d'eau oscillantes dans le cadre du projet CORES [48]. Les simulations étaient alors effectuées à l'aide d'un modèle développé avec PowerFactory. Les résultats obtenus à l'aide du modèle wave-to-wire ont donc pu être comparés à ceux présentés dans cette étude. Cependant, les systèmes houlomoteurs et les modèles d'architecture électrique étant différents, la comparaison n'est valable que pour les tendances tirées de l'analyse de l'impact du raccordement de l'unité de production.

Les résultats obtenus ont été comparés aux exigences les plus strictes des codes de réseau. Il peut être conclu que la conformité aux critères de qualité de puissance injectée au réseau dépend en grande partie du réseau électrique considéré (angle d'impédance et niveau de court circuit). Les différents éléments des convertisseurs d'énergie houlomotrice à conversion électrique directe devront donc être adaptés afin de satisfaire les contraintes imposées par les codes de réseau. Ces contraintes doivent en effet être prises en compte dès l'étape de conception.

Ainsi, il a pu être constaté que pour un état de mer très énergétique, le flicker mesuré ne remplit jamais les exigences des codes de réseau, même pour un réseau robuste. Pour des états de mer plus modérés, le rapport de court-circuit doit tout de même être supérieur à 15 pour que le flicker soit en inférieure à la limite quel que soit l'angle d'impédance du réseau.

Les dépassements de tension en régime de fonctionnement normal sont légèrement moins contraignants. En effet, la valeur minimale est dépassée lorsque le rapport de court circuit est supérieur à 9, quel que soit l'état de mer et l'angle d'impédance du réseau. Pour un état de mer énergétique la valeur maximale est en revanche atteinte pour des réseaux faibles et moyennement robustes (angle d'impédance jusqu'à 50° et rapport de court circuit jusqu'à 37).

Au moment d'une déconnexion, un échelon de tension apparaît au point de connexion au réseau. Il peut dépasser la limite la plus stricte de 2% (mais est rarement au dessus des 10%, la limite la plus permissive) dès que le réseau est faible (rapport de court-circuit inférieur à 15). Plus la puissance produite est élevée au moment de la déconnexion, plus l'échelon est important.

L'unité de production doit être capable de rester connectée pendant une certaine durée (pouvant aller jusqu'à 150ms) en cas de court-circuit. Or, il a été constaté que, lors d'un court-circuit, la tension du bus DC atteint des valeurs très importantes, pouvant entraîner

la déconnexion des équipements dimensionnés pour supporter une puissance beaucoup plus faible.

Ainsi, ces résultats montrent qu'une unité de production d'énergie houlomotrice pourrait être connectée au réseau sans nécessiter d'adaptations trop importantes si le réseau l'accueillant est un réseau très robuste. Or, sur les côtes, les réseaux auxquels sont susceptibles d'être raccordés les systèmes de production d'énergie marine renouvelable sont plutôt des réseaux faibles, avec des angles d'impédance inférieurs à 50° et un niveau de court-circuit bas. Les résultats présentés dans cette étude ne concernent cependant qu'une seule unité houlomotrice à conversion électrique directe. Ce type d'unités de production n'est pas destiné à être implanté seul mais plutôt à être regroupé sous la forme de fermes de productions. Il est donc possible d'imaginer que, lors de l'agrégation de plusieurs systèmes, quand la puissance de raccordement augmente, le rapport de court circuit va changer (il sera alors plus faible) et le dépassement des valeurs limites de flicker et de tension sera un peu moins important pour un même réseau (valeur de puissance de court-circuit).

Une étude a aussi été réalisée pour le site du SEMREV, pour une unité de SEAREV : la longueur de câble est de 20km, la puissance apparente de court-circuit au point de connexion est de 90MVA et le ratio R/X est de 0.67. Pour un état de mer $(H_s, T_p)=(3\text{m}, 9\text{s})$, le coefficient de flicker court-terme, P_{st} , calculé au point de connexion au réseau est de 0.1. La tension maximum est de 1.005 pu et minimum de 0.99 pu.

Toutefois, conformément aux résultats présentés ici et dans [48] il paraît pertinent de conclure que le risque de voir apparaître des problèmes liés à la qualité de la puissance fournie est donc réel pour le raccordement de ces systèmes. Les fermes de systèmes houlomoteurs peuvent donc être raccordées aux réseaux électriques relativement faibles que sont les réseaux côtier (excluant ainsi le besoin de l'installation d'une ligne aérienne longue distance jusqu'à un point de connexion plus robuste) si des solutions sont mises en place pour réduire ce risque.

Pour cela, plusieurs méthodes ont été envisagées. Tout d'abord, dans cette étude, le facteur de puissance était maintenu à l'unité (consigne de puissance réactive nulle) puisque l'on considérait que l'on se trouvait sur la plage de tensions acceptable (figure 1.11). Il a été démontré dans d'autres études, dont [48] que le contrôle du facteur de puissance permettait d'améliorer la fiabilité des systèmes raccordés au réseau électrique. Cependant, des mesures complémentaires sont nécessaires afin de garantir la conformité aux codes de réseau dans tous les cas. Une solution est d'utiliser un système de stockage d'énergie, qui permet de lisser le profil de puissance injectée sur le réseau, et ainsi de favoriser le respect des normes en terme de flicker, de fluctuations de tension et de puissance. De plus, comme vu précédemment, l'intégration d'un système de stockage d'énergie sur le bus DC permet aussi l'amélioration de la capacité d'alimentation sans faille (FRT) de l'unité de production.

Le chapitre suivant présente donc l'intégration d'un système de stockage dans le modèle wave-to-wire ainsi que la stratégie de gestion de l'énergie qui lui est associée. Ce chapitre inclue aussi l'analyse du lissage du profil de puissance lorsque plusieurs systèmes houlomoteurs sont réunis (lissage spatial).

Chapitre 4

Lissage de la puissance injectée au réseau électrique

4.1 Intégration d'un système de stockage dans la chaîne wave-to-wire

4.1.1 Choix du système de stockage - Les supercondensateurs

Comme vu précédemment dans le chapitre 1 (1.1.3.2.2), différentes technologies de stockage d'énergie peuvent être envisagées pour le lissage de la puissance en sortie de système houlomoteur : les volants d'inertie [43] [42], les supraconducteurs [44] et les supercondensateurs [41].

Dans cette étude, il a été choisi d'utiliser des supercondensateurs, en particulier pour leur nombre important de cycles et leur temps de réaction rapide [41] mais aussi car ils bénéficient d'un retour d'expérience important et sont moins onéreux [98].

De plus, dans un système offshore comme celui étudié ici, la taille et le poids du système de stockage doivent être limités, ce qui joue en faveur des supercondensateurs. Ils nécessitent aussi peu de maintenance.

Les supercondensateurs sont souvent envisagés pour favoriser la pénétration d'un taux important d'énergie renouvelable sur les réseaux électriques et pour améliorer l'efficacité des systèmes présents sur les réseaux de distribution et de transport d'énergie. Dans [99] par exemple, ils sont utilisés afin de compenser le démarrage lent des générateurs diesels (nécessité d'utiliser un système de stockage ayant un temps de réponse rapide) et d'éviter ainsi une dégradation de la qualité de la puissance lorsque la charge sur le réseau augmente brusquement ou lorsque la puissance produite par les énergies renouvelables chute rapidement.

Un module de supercondensateurs de grande envergure peut typiquement avoir une puissance nominale de 9 à 18kW [41], ce qui est un peu faible pour le lissage de la puissance produite par des systèmes houlomoteurs de puissance nominale 1MW. Cependant, en connectant plusieurs modules, la demande en puissance pourrait être satisfaite.

Pour la maintenance des équipements de conversion d'énergies marines renouvelables, l'intervalle minimum désiré entre deux interventions est de cinq ans [100], ce qui paraît particulièrement long pour le système de stockage. En effet, Murray et al. [41] ont calculé que, sur une période aussi longue, la durée de vie du module de supercondensateurs de-

vrait être de 21 millions de cycles pour leur système, à comparer avec la valeur de 1 million de cycles généralement considérée pour la durée de vie des supercondensateurs ! Il semble donc qu'une capacité de stockage importante soit nécessaire afin de limiter le nombre de cycle. Dans [101], Aubry et al. ont démontré que, pour un système comme le SEAREV, la durée de vie du module de supercondensateurs pouvait dépasser 5 ans lorsque la capacité du module est supérieure à 2kWh, en prenant en compte le vieillissement des modules de stockage et deux stratégies différentes de gestion de l'état de charge.

La durée de vie des supercondensateurs peut être réduite par la quantité de chaleur importante à dissiper dans la résistance équivalente série servant à limiter les courants de charge et décharge. Une augmentation de 10 ° C pourrait réduire de moitié la durée de vie attendue pour le système [102]. De plus, la durée de vie de ces composants est aussi réduite lorsque la tension excède la tension nominale (diminution de moitié pour 100mV). La fin de vie des supercondensateurs est indiquée par une augmentation de 100% de la résistance équivalente série par rapport aux valeurs initiales spécifiées par le constructeur.

L'utilisation de supercondensateurs pour lisser la puissance produite par une unité de système houlomoteur pourrait aussi permettre d'accroître la capacité de l'installation à rester connectée au cas de défaut sur le réseau électrique (LVRT). En effet, comme démontré dans le chapitre précédent (3.3), lors de l'apparition de ces défauts (sur une seule phase ou sur les trois phases), la tension sur le bus DC peut subir une augmentation brusque et importante. L'excès de puissance peut alors être extrait vers le système de stockage, de manière à ne pas endommager les systèmes d'électronique de puissance ou déstabiliser le réseau électrique.

4.1.2 Gestion de l'énergie dans le système de stockage

Différents algorithmes peuvent être utilisés pour déterminer la puissance à stocker dans le système de stockage ou à injecter sur le réseau électrique. Trois méthodes de lissage ont été étudiées : l'utilisation d'un filtre passe-bas, d'une moyenne glissante et d'un limiteur de pente [42] [103] [104].

4.1.2.1 Filtre passe-bas

Le but de ce lissage est d'éliminer toutes les composantes fréquentielles supérieures à une certaine fréquence, en changeant la puissance stockée instantanément.

L'équation 4.1 illustre le lissage de la puissance à l'aide du filtre passe-bas. Le modèle wave-to-wire étant un modèle temporel, cette équation peut aussi être exprimée dans le domaine temporel (équation 4.2). P_{reseau} est la puissance injectée sur le réseau électrique au point de connexion, P_{houlo} est la puissance totale produite par le système houlomoteur. τ est la constante de temps du filtre.

$$P_{reseau}(s) = \frac{1}{1 + s\tau} * P_{houlo}(s) \quad (4.1)$$

$$P_{reseau}(t) = \frac{1}{1 + \frac{\tau}{\Delta t}} * (P_{houlo}(t) + \frac{\tau}{\Delta t} * P_{reseau}(t - \Delta t)) \quad (4.2)$$

La puissance transitant par le système de stockage, P_{sto} , est calculée suivant l'équation 4.3.

$$P_{sto}(t) = P_{houlo}(t) - P_{reseau}(t) \quad (4.3)$$

Plus la constante de temps est importante, plus le profil de puissance en sortie de système sera lissé. Cependant, la taille de stockage nécessaire augmente aussi avec la constante de temps. Ainsi, il est nécessaire de trouver la constante de temps minimum permettant de remplir le critère de variation de la puissance du code de réseau (10% de P_{nom}/min). L'optimisation de la constante de temps du filtre passe-bas a donc été réalisée de manière à trouver la plus petite valeur de τ telle que la variation de puissance la plus importante soit inférieure ou égale à 10% de la puissance nominale par minute. Cette optimisation a été réalisée à l'aide de la fonction *fminbnd* de Matlab, sur le profil de puissance mécanique obtenu à l'aide du modèle hydromécanique du SEAREV (Annexe A).

Dans un premier temps, un seul état de mer est considéré : $(H_s, T_p) = (3m, 9s)$. La valeur optimale de la constante de temps, telle qu'elle est définie précédemment, est calculée pour différents tirages de phase, de manière à étudier l'influence du caractère aléatoire du tirage de phase.

tirage de phase	$T_{min_{opt}}$ (s)
1	36.7
2	52.8
3	91.8
4	54.0
5	65.0
6	59.2
7	62.5
8	91.5
9	79.9
10	145.3
Moyenne	73.9s
Médiane	63.8s
Ecart type	29s
Ecart absolu par rapport à la moyenne	22.6s
Ecart absolu par rapport à la médiane	20.8s

TABLE 4.1 – Sensibilité de l'optimisation du filtre passe-bas au caractère aléatoire du tirage de phase - résultats de l'optimisation pour différents tirages de phase et analyse statistique des résultats

D'après l'analyse statistique des résultats, présentée dans le tableau 4.1, il apparaît que le résultat de l'optimisation est sensible à ce caractère aléatoire, l'écart type étant de 29s. Il a donc été décidé de déterminer la constante de temps optimale pour chaque état de mer en réalisant cinq optimisations par état de mer puis en prenant la valeur maximale parmi les cinq valeurs de $T_{min_{opt}}$ obtenues, afin de faire en sorte que la contrainte soit respectée pour un maximum de tirages de phase.

Une étude de sensibilité a aussi été réalisée afin de vérifier l'impact de la durée de simulation sur la détermination de la constante de temps optimale du filtre passe-bas, pour un même tirage de phase. Il en ressort que cette dernière ne dépend pas de la durée de simulation à partir du moment où cette dernière est supérieure à 1800s (tableau 4.2). C'est donc cette durée qui sera choisie pour réaliser l'optimisation pour chaque état de mer.

Durée de simulation (s)	$T_{min_{opt}}$ (s)
1800	126.2
3600	126.2
5400	126.3
7200	126.2

TABLE 4.2 – Sensibilité de l’optimisation du filtre passe-bas au caractère aléatoire du tirage de phase - résultats de l’optimisation pour différents tirages de phase

La matrice des constantes de temps optimales en fonction de l’état de mer (figure 4.1) est ainsi calculée. Le tableau 4.3 donne les rampes maximales atteintes durant les simulations avec la constante de temps du filtre optimale. Ces résultats sont en accord avec les paramètres rencontrés dans la littérature, comme dans [103] (fréquence de coupure de 1.1mHz pour une ferme éolienne de 6MW).

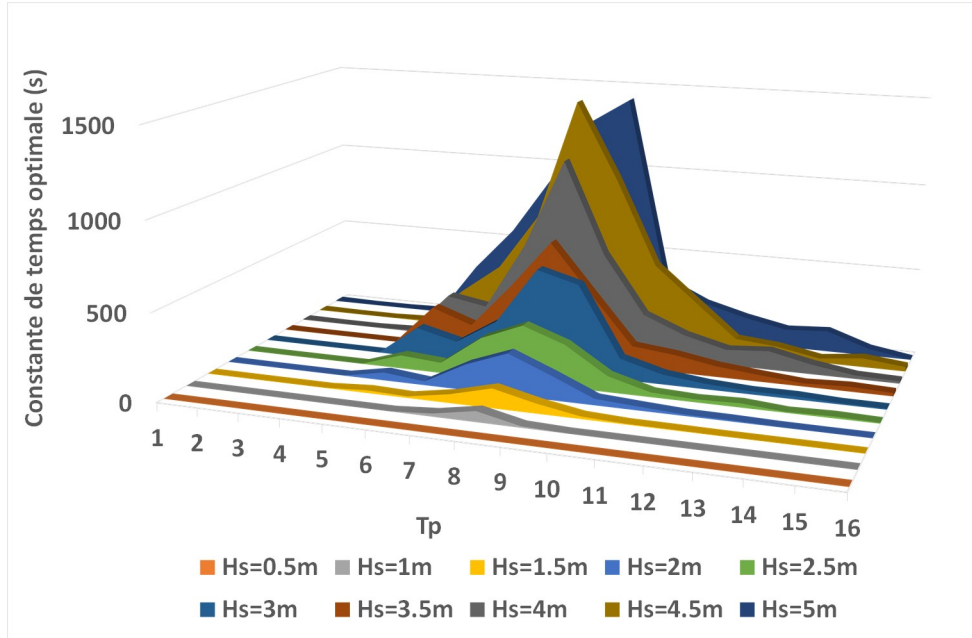


FIGURE 4.1 – Constante de temps optimale pour chaque état de mer rencontré sur le site du SEMREV (s)

4.1.2.2 Filtre à moyenne glissante

Un autre moyen d’implémenter un filtre passe-bas pour le lissage de la puissance produite par le système houlomoteur est d’utiliser un filtre à moyenne glissante : la valeur moyenne de la puissance est calculée pendant une période de longueur M . Lorsque la fenêtre temporelle glisse, un nouveau point de puissance est ajouté tandis que le plus ancien est supprimé et la nouvelle valeur moyenne est calculée. La formule du filtre à moyenne glissante peut être exprimée selon l’équation 4.4.

$$P_{lissee} = \frac{1}{M} * \int_t^{t+M} P_{produite}(t).dt \quad (4.4)$$

$T_p \backslash H_s$	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
1	2,1	$1,0e^1$	$2,5e^1$	$1,5e^2$	$1,3e^2$	$1,3e^2$	$9,9e^1$	$1,4e^2$	$3,4e^2$	$5,3e^2$
2	$4,4e^1$	$1,0e^2$	$5,9e^2$	$8,1e^2$	$9,4e^2$	$2,2e^3$	$2,6e^3$	$1,7e^3$	$3,8e^3$	$3,8e^3$
3	$4,9e^3$	$2,3e^4$	$3,0e^4$	$6,6e^4$	$1,0e^5$	$1,2e^5$	$1,2e^5$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
4	$3,4e^4$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
5	$4,6e^4$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
6	$9,3e^4$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
7	$1,0e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
8	$1,0e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
9	$3,8e^4$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
10	$2,2e^4$	$7,6e^4$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
11	$1,2e^4$	$8,8e^4$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
12	$1,4e^4$	$4,9e^4$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
13	$1,1e^4$	$4,4e^4$	$9,6e^4$	$1,2e^5$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
14	$8,7e^3$	$3,9e^4$	$6,3e^4$	$1,2e^5$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
15	$4,8e^3$	$2,7e^4$	$5,2e^4$	$9,1e^4$	$1,2e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$

TABLE 4.3 – Rampe maximum atteinte pour chaque état de mer, pour l'application d'un filtre passe-bas avec la constante de temps optimale

La fenêtre temporelle est choisie de manière à avoir le stockage nécessaire le plus petit possible tout en respectant les contraintes de fluctuation de la puissance. Une optimisation est donc réalisée à l'aide de la fonction *fminbnd* de matlab pour trouver cette valeur minimum pour chaque état de mer, de manière à ce que les variations de puissance en sortie de lissage n'excède pas 10% de la puissance nominale en une minute. Les simulations sont réalisées sur 1h (3600s).

Comme pour le filtre passe-bas précédent, une analyse de sensibilité au caractère aléatoire du tirage de phase de la houle a été réalisée. D'après les résultats de l'optimisation de la fenêtre temporelle pour 5 tirages de phase différents (figure 4.2 et tableau 4.4), la fenêtre temporelle optimale dépend de manière importante du tirage de phase de la houle. Il a été décidé, pour l'optimisation par état de mer, de déterminer la fenêtre glissante optimale pour trois tirages de phase puis de prendre la valeur maximale de la fenêtre optimale. Les résultats de cette optimisation sont présentés dans le tableau 4.5. L'optimisation est réalisée pour une fenêtre glissante comprise entre 0 et 1000s. Pour certains états de mer très énergétique, l'optimum n'est pas atteint dans cette plage de valeurs, et la valeur retenue est donc 1000s. Pour ces états de mer, la rampe maximale excède la rampe limite (en rouge dans le tableau).

4.1.2.3 Limiteur de rampe

Une autre stratégie utilisée pour lisser la production houlomotrice est tout simplement la fonction limiteur de pente : Il s'agit ici de limiter directement la variation de la puissance dans le temps, pour satisfaire les contraintes définies par le code de réseau en vigueur. L'équation de ce type de contrôle est présentée dans l'équation (4.5). Le contrôle est directement appliqué sur le profil de puissance produite par le houlomoteur. Lorsque cette limite est excédée (dans un sens ou dans l'autre), le système de stockage est chargé ou déchargé [29].

tirage de phase	Fenêtre temporelle (s)	
1	142	
2	154	
3	141	
4	168	
5	155	
6	199	
Moyenne		160 s
Médiane		154 s
Ecart type		19 s
Ecart absolu par rapport à la moyenne		16 s
Ecart absolu par rapport à la médiane		14 s

TABLE 4.4 – Sensibilité de l’optimisation de la fenêtre temporelle pour le filtre à moyenne glissante au caractère aléatoire du tirage de phase pour un état de mer $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$ - Résultats de l’optimisation pour différents tirages de phase et analyse statistique des résultats

Tp \ Hs	Hs									
	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
4	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
5	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
6	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
7	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,3e^5$	$1,4e^5$
8	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,2e^5$	$1,3e^5$
9	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
10	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
11	0	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
12	0	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
13	0	0	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
14	0	0	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$
15	0	0	0	0	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$	$1,1e^5$

TABLE 4.5 – Optimisation du filtre à moyenne glissante - Maximum de variation atteint pour chaque état de mer (W/min)

$$\left| \frac{dP_{\text{lissée}}}{dt} \right| \leq r_l \quad (4.5)$$

r_l correspond à la rampe limite autorisée, soit ici 10% de la puissance nominale par minute.

4.1.3 Dimensionnement du système de stockage d’énergie

Pour chaque stratégie de lissage de la puissance, la capacité de stockage nominale sera différente. En effet, chaque stratégie ne sollicite pas le système de stockage de la même manière.

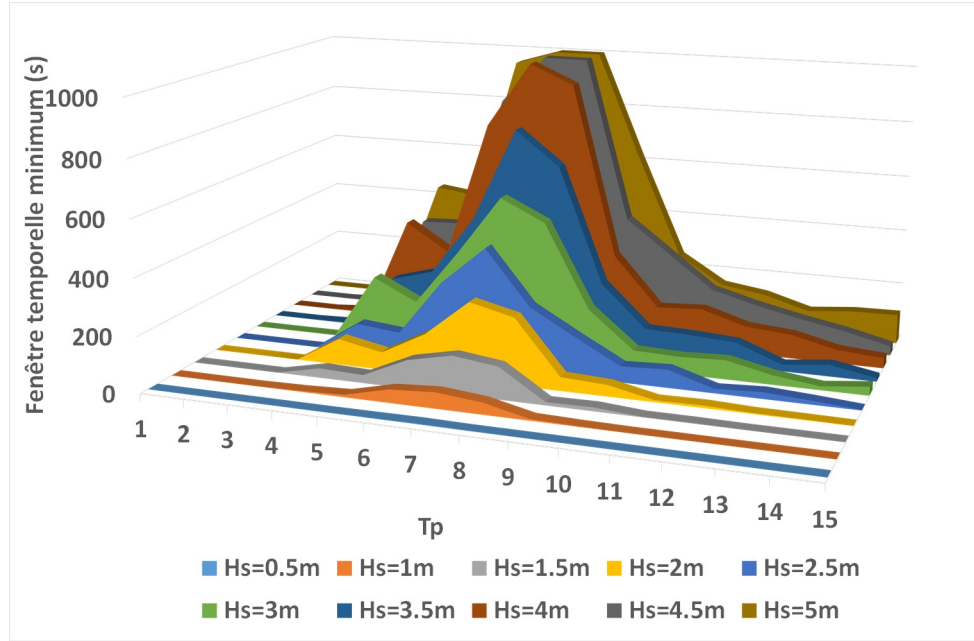


FIGURE 4.2 – Optimisation du filtre à moyenne glissante - Fenêtre temporelle minimum permettant d'avoir des variations de puissance inférieures à 10% de la puissance nominale par minute (s)

4.1.3.1 Première estimation de la capacité nécessaire à l'aide du modèle énergétique du système de stockage

Une estimation de la capacité de stockage nécessaire peut être réalisée à l'aide du modèle énergétique du système de stockage [50]. Dans cette étude, la puissance transitant par le système de stockage est déterminée suivant les stratégies de lissage présentées précédemment, avec les paramètres calculés lors de l'optimisation. La contrainte principale pour le dimensionnement énergétique est donc la diminution des fluctuations de puissance. Dans [50] et [51], le dimensionnement était réalisé par rapport à la contrainte de flicker. Il sera donc intéressant de comparer les résultats obtenus.

Le système de stockage est considéré comme vide initialement.

La puissance stockée à chaque pas de temps est calculée à l'aide de l'équation suivante (équation 4.6) :

$$P_{ESS}(t) = P_{produite}(t) - P_{lissée} \quad (4.6)$$

Où $P_{lissée}$ correspond à la puissance en sortie de système calculée de manière à ce que le profil de puissance satisfasse les exigences des gestionnaires de réseau, à l'aide des stratégies de lissage décrites précédemment.

L'énergie transitant par le système de stockage, $E_{stockée}$ (J), est calculée en intégrant cette puissance, sur la durée de la simulation (équation 4.7).

$$E_{stockée}(t) = P_{ESS}(t) * \delta t + E_{stockée}(t - 1) \quad (4.7)$$

L'énergie nominale pour le système de stockage, E_{nomESS} (en Wh), est donc donnée par l'équation 4.8.

$$E_{nomESS} = \max(E_{stockée}) - \min(E_{stockée}) * \frac{1}{3600} \quad (4.8)$$

Pour un supercondensateur, la capacité nécessaire en Farad (F) dépend de la tension totale, V_{ESS} , au niveau du module de stockage lorsque ce dernier est complètement chargé (équation 4.9).

$$C_{nomESS} = \frac{E_{nomESS}(J) * 2}{V_{ESS}^2} \quad (4.9)$$

4.1.3.2 Optimisation du coût du stockage et prise en compte du vieillissement et des pertes

Le critère le plus régulièrement utilisé lors du dimensionnement d'un système de stockage est la minimisation de l'espérance de coût. En effet, même si le coût des système de stockage baisse de manière continue depuis plusieurs années, ces derniers représentent tout de même une part importante dans le coût total des nouvelles installations électriques.

L'espérance de coût du système de stockage sur son cycle de vie est donnée par l'équation 4.10 [51] où :

- $c_{energie}$ représente le coût d'investissement des supercondensateurs. Il est considéré ici que $c_{energie} = 15 \text{k€}/\text{kWh}$ [51].
- c_{rachat} est le tarif de rachat de l'électricité issu de la houlogénération, estimé à $c_{rachat} = 0.15 \text{€}/\text{kWh}$ (tarif officiel français en 2015 [51]).
- Δt est la durée de fonctionnement de référence du système de stockage, soit 20 ans dans cette étude.
- $\mathbf{E}(N_{remplacement})$ est l'espérance du nombre de remplacement sur un cycle de vie du système de stockage. C'est ce paramètre qui permet de prendre en compte le vieillissement du système.
- $\overline{P_{pertes}}$ est la valeur moyenne des pertes dans le stockage.

$$\mathbf{E}(C_{vie}) = c_{energie} E_{nomESS} + c_{energie} \mathbf{E}(N_{remplacement}) E_{nomESS} + c_{rachat} \overline{P_{pertes}} \Delta t \quad (4.10)$$

Comme précisé dans [51], cette équation ne prend pas en compte le coût engendré par les opérations de maintenance (dont remplacement), ni celui lié aux pertes de production pendant ces opérations ou lorsque le système est défaillant. De plus, le convertisseur de puissance n'est pas non plus inclus dans ce calcul.

Le vieillissement du système de stockage est pris en compte grâce au modèle développé dans [51].

Le modèle utilisé pour le dimensionnement des supercondensateurs tient donc compte à la fois du vieillissement calendaire et en cyclage [51]. Le système de stockage étant énormément sollicité en terme de nombre de cycles (voir partie 4.1.1), les effets du vieillissement du système de stockage peuvent se révéler importants.

Le modèle électrique choisi dans [51] pour les supercondensateurs est le modèle équivalent présenté en figure 4.4, considéré suffisant pour le dimensionnement global d'un module de stockage (de plus, les paramètres C et ESR, pour Equivalent Serie Resistance, sont,

la plupart du temps, fournis par le fabricant dans les fiches techniques).

Les effets calendaires sont classiquement pris en compte avec l'utilisation de la loi d'Eyring (équation 4.11) où :

- T_{vie} est la durée de vie (h)
- θ_c est la température du boîtier et θ_0 est la baisse de température nécessaire pour doubler la durée de vie
- V est la tension aux bornes du composant et V_0 est la baisse de tension nécessaire pour doubler la durée de vie
- T_{vie}^{ref} est la durée de vie de référence (h) pour une température θ_c^{ref} et une tension V^{ref} de référence. La température de référence correspond à la température maximale, de 65°C , et la tension de référence à la tension nominale (2.7V).

$$T_{vie}(V, \theta_c) = T_{vie}^{ref} * \exp(\ln(2) \frac{\theta_c^{ref} - \theta_c}{\theta_0}) * \exp(\ln(2) \frac{V^{ref} - V}{V_0}) \quad (4.11)$$

L'état de vieillissement, SoA pour State of Aging est ainsi introduit (équation 4.12). Initialement, le SoA vaut 0 et il atteint la valeur de 1 lorsque le système de stockage est en fin de vie ($C = 0.8C_0$ ou $ESR = 2ESR_0$).

$$\frac{dSoA}{dt}(V, \theta_c) = \frac{1}{T_{vie}(V, \theta_c)} \quad (4.12)$$

Dans [51], cette loi a été modifiée afin de prendre en compte le vieillissement à haute température et basse tension. Les paramètres apparaissant alors dans l'équation d'Eyring modifiée ont été optimisés grâce à l'analyse de 23 expériences calendaires. De plus, la dégradation linéaire des caractéristiques électriques C et ESR en fonction de l'état de vieillissement ainsi que l'effet de l'auto-échauffement, qui peut être important étant donné que la vitesse de vieillissement dépend exponentiellement de la température interne, sont aussi pris en compte pour le modèle de vieillissement calendaire. Le modèle thermique statique utilisé pour déterminer la température interne (assimilée à la température du boîtier) dépend de la température ambiante et du courant de la cellule, mais aussi de son ESR et de sa résistance thermique R_{thca} , qui sont des paramètres donnés par les fabricants (pour les cellules Maxwell BCAP3000 par exemple, $R_{thca} = 3.2K.W^{-1}$).

Des simulations utilisant ce modèle de vieillissement calendaire ont ensuite été comparées aux résultats de tests en cyclage concernant des supercondensateurs similaires et conduits dans deux laboratoires français (Ampère et IMS [51]). La durée de vie des modules est calculée à l'aide de la vitesse de vieillissement SoA (prise en compte de la dégradation des paramètres C et ESR avec une méthode de pas adaptatif où $\Delta SoA = 1\%$).

Suite à l'analyse de tous ces résultats d'expérience, Kovaltchouk et al. proposent un modèle de vieillissement calendaire avec prise en compte des effets de cyclage [45], résumé par l'équation 4.13, dans laquelle :

- K est une constante adimensionnelle remplaçant le terme de la tension lorsque la tension est trop faible
- k_{RMS} est une constante spécifique à la loi de vieillissement ($s.V^{-1}$)
- I_{RMS} est une estimation du courant efficace qui parcourt le composant (A)

$$\frac{dSoA}{dt} = \frac{1}{T_{vie}^{ref}} * \exp(\ln(2) \frac{\theta_c - \theta_c^{ref}}{\theta_0}) * [\exp(\ln(2) \frac{V - V^{ref}}{V_0}) + K] * \exp(k_{RMS} \frac{I_{RMS}}{C_0}) \quad (4.13)$$

Les modèles de vieillissement n'étant pas assez fiables pour calculer de manière certaine le nombre de remplacements nécessaires sur la durée de vie du système de stockage (il est fréquent d'obtenir un facteur 2 en comparant les expériences de vieillissement à un modèle [98], l'espérance du nombre de remplacement est donc considéré comme une variable stochastique (équation 4.14). e^x est un facteur multiplicatif suivant une distribution normale, x une variable stochastique, floor est la fonction partie entière, $\phi(x)$ est une densité de probabilité gaussienne centrée sur 0 et d'écart-type $\sigma = \ln(2)$, ce qui permet de prendre en compte le fait que le risque de sous-estimer la durée de vie est aussi important que celui de la sur-estimer, et que le facteur d'erreur est de 2.

$$\mathbf{E}(N_{remplacement}) = \int_{-\infty}^{\infty} \phi(x) \text{floor} \left(\int_0^{\Delta t} e^x \frac{dSoA}{dt} dt \right) dx \quad (4.14)$$

Les pertes énergétiques dans le système de stockage dépendent de l'énergie stockée à chaque instant E_{sto} , des paramètres du système C_{ESS} et ESR_{ESS} et de la puissance stockée P_{sto} (équation 4.15).

$$P_{pertes} = C_{ESS} * ESR_{ESS} * \frac{P_{sto}^2}{2 * E_{sto}} \quad (4.15)$$

4.1.3.3 Exemples de dimensionnement du module de supercondensateurs et coût associé

Les supercondensateurs utilisés ici sont des modules composés des cellules de référence BCAP3000 du fabricant Mawxell, dont les principaux paramètres sont présentés dans le tableau 4.6. Un modèle spécifique a été élaboré pour ces cellules, à l'aide de tests de vieillissement effectués en laboratoire dans [51]. C'est ce modèle qui sera utilisé ici.

C_0	3000F
V_{nom}	2.7V
ESR_0	0.29m Ω

TABLE 4.6 – Paramètres principaux des cellules Maxwell BCAP3000

4.1.3.3.1 Pré-dimensionnement

Une étude de sensibilité a été réalisée afin de déterminer l'influence du caractère aléatoire du tirage de phase dans le dimensionnement du système de stockage. Les dimensions nécessaires pour l'ESS ont été calculées pour 20 profils de phase différents. Le tableau 4.7 présente la capacité calculée pour différents profils de phase pour un lissage sur un état de mer de (3m, 9s) avec un filtre passe-bas de constante 123s, ainsi que l'analyse statistique des résultats de l'étude de sensibilité.

D'après cette analyse de sensibilité, le dimensionnement du système de stockage est sensible au profil de phase considéré. Le pré-dimensionnement sera donc réalisé pour trois

Profil de phase	Capacité de l'ESS (kWh)
1	6.20
2	7.56
3	6.86
4	6.19
5	7.72
Moyenne	6.91 kWh
Médiane	6.86 kWh
Ecart type	727 Wh
Ecart absolu par rapport à la moyenne	589 Wh
Ecart absolu par rapport à la médiane	673 Wh

TABLE 4.7 – Analyse des résultats de l'étude de sensibilité des dimensions de l'ESS par rapport au caractère aléatoire du tirage de phase - Capacité de stockage nécessaire pour différents profils de phase et analyse statistique des résultats pour 10 tirages de phase

tirages de phase et la valeur retenue correspondra à la valeur maximale de ces trois valeurs.

De plus, une analyse a été réalisée afin de vérifier l'influence de la constante du temps du filtre sur le dimensionnement du système de stockage. La même simulation que celle présentée précédemment a donc été réalisée, pour trois constantes de temps du filtre passe-bas différentes.

Le tableau 4.8 présente les résultats du dimensionnement du stockage pour des constantes de temps de 50s, 123s et 300s pour l'état de mer dit dimensionnant. Il est ainsi vérifié que plus la constante de temps est importante, plus le stockage nécessaire sera important.

constante de temps (s)	capacité nécessaire pour l'ESS (F)
50	4.1 kWh
123	7.6 kWh
300	13.1 kWh

TABLE 4.8 – Dimensionnement du système de stockage d'énergie pour différentes constantes de temps du filtre passe-bas

Le tableau 4.9 présente la capacité minimum du système de stockage qui permet de respecter les contraintes imposées (gradient de puissance) et le tableau 4.10 la puissance moyenne injectée au réseau pour ces dimensions de stockage. Ces tableaux concernent les trois stratégies de lissage. Il apparaît que la capacité de stockage nécessaire est plus importante dans le cas du limiteur de pente, mais la puissance moyenne injectée au réseau est aussi plus importante que pour les deux autres stratégies. Le choix entre ces stratégies devra donc être fait sur le critère d'une optimisation économique, en prenant en compte le revenu généré par l'énergie injectée au réseau et l'investissement dû au stockage.

4.1.3.3.2 Optimisation de l'espérance de coût

Les paramètres de l'équation d'Eyring modifiée (équation 4.13) ont été déterminés par Kovaltchouk et al. à l'aide des résultats de tests de vieillissement (tableau 4.11).

La durée du contrat est, ici aussi, supposée égale à 20 ans.

La figure 4.3 donne un exemple de courbe d'espérance de coût sur cycle de vie, obtenue pour un état de mer $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$ et pour un filtre passe-bas (constante de temps de

	Etat de mer dimensionnant	Etat de mer le plus courant	Tous les états de mer
Filtre passe-bas	7.5 kWh	$5e - 3$ kWh	148 kWh (pour $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 7\text{s})$)
Moyenne glissante	5.9 kWh	$5e - 3$ kWh	85 kWh (pour $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 7\text{s})$)
Limiteur de pente	57 kWh	0.2 kWh	530 kWh pour $(H_s, T_p)=(4.5\text{m}, 7\text{s})$)

TABLE 4.9 – Capacité minimale du système de stockage (Wh) pour différentes stratégies de dimensionnement et différentes stratégies de lissage

	Etat de mer dimensionnant	Etat de mer le plus courant	Tous les états de mer
Filtre passe-bas	92.1 kW	6.71 kW	$3.87e^2$ kW (pour $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 7\text{s})$)
Moyenne glissante	$1.01e^2$ kW	6.81 kW	$1.02e^2$ kW (pour $(H_s, T_p)=(5\text{m}, 7\text{s})$)
Limiteur de pente	$1.35e^2$ kW	6.81 kW	$5.762e^2$ kW pour $(H_s, T_p)=(4.5\text{m}, 7\text{s})$)

TABLE 4.10 – Puissance moyenne injectée sur le réseau sur la durée de la simulation (1h) pour différents états de mer, pour les trois stratégies de lissage considérées

123 s), en fonction de la capacité nominale du système de stockage. Comme constaté dans [51], l'optimum en terme d'espérance de coût résulte d'un arbitrage entre l'investissement initial et le nombre de remplacements du module, même si la prise en compte des pertes va aussi influencer le dimensionnement du système de stockage.

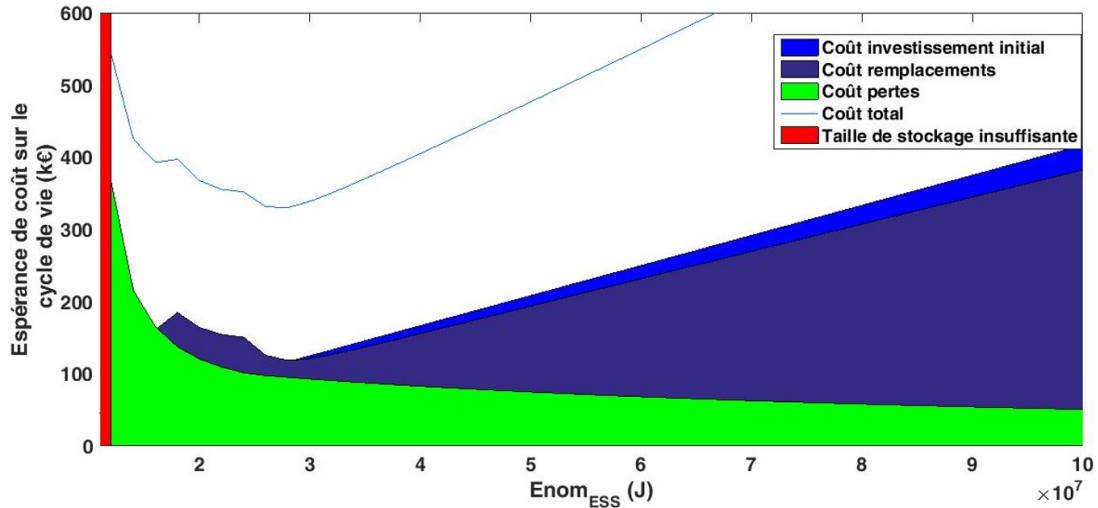


FIGURE 4.3 – Calcul du minimum de l'espérance de coût sur le cycle de vie du système de stockage en fonction de son énergie nominale. Mise en avant des différentes contributions (pertes, vieillissement et investissement initial).

Différentes stratégies peuvent être choisies pour le dimensionnement du système de stockage :

- Le système de stockage peut être dimensionné par rapport à un état de mer choisi, appelé alors état de mer dimensionnant. Il peut s'agir de l'état de mer considéré comme référence dans cette étude : $(H_s, T_p)=(3\text{m}, 9\text{s})$.

T_{vie}^{ref}	1470 h
$V\theta_c^{ref}$	338 K
θ_0	7.7 K
V^{ref}	2.7 V
$N_{cellules}$	350
V_0	89e-3 V
K	29e-3
k_r, ms	68 s.V ⁻¹
τ_{rms}	45 s

TABLE 4.11 – Paramètres du modèle de vieillissement des supercondensateurs Maxwell

- La capacité nécessaire peut aussi être calculée de manière à ce que les exigences des gestionnaires de réseau soient satisfaites pour chaque état de mer, à l'aide de stockage uniquement. Le calcul est alors réalisé pour chaque état de mer et la taille du système de stockage correspondra alors à la capacité maximum calculée.
- Le système de stockage peut aussi être dimensionné par rapport à l'état de mer le plus couramment rencontré sur le site du SEMREV, $(H_s, T_p) = (1m, 11s)$ d'après la matrice d'occurrence (2.14).

Le tableau 4.12 donne les dimensions calculées pour chacune de ces trois stratégies de dimensionnement et pour les trois stratégies de lissage. Ces résultats sont issus de l'optimisation de l'espérance de coût sur cycle de vie du module de stockage d'énergie. Les coûts associés sont présentés dans le tableau 4.13. Le calcul a été réalisé à l'aide des profils de puissance mécanique produite par le système houlomoteur pour chaque état de mer, auquel a été appliqué un rendement simple. De plus, la puissance produite étant sensible au caractère aléatoire de la phase, plusieurs tirages de phase ont été pris en compte pour chaque état de mer.

	Etat de mer dimensionnant	Etat de mer le plus courant	Tous les états de mer
Filtre passe-bas	8 kWh	2e - 2 kWh	316 kWh (pour $(H_s, T_p) = (5m, 7s)$)
Moyenne glissante	7.2 kWh	5e - 3 kWh	137 kWh (pour $(H_s, T_p) = (5m, 7s)$)
Limiteur de pente	69 kWh	0.82 kWh	900 kWh (pour $(H_s, T_p) = (4.5m, 7s)$)

TABLE 4.12 – Capacité optimale du système de stockage (Wh) pour un coût minimal, pour différentes stratégies de dimensionnement et différentes stratégies de lissage

	Etat de mer dimensionnant	Etat de mer le plus courant	Tous les états de mer (capacité maximum)
Filtre passe-bas	124 k€	4.2 k€	4,7e3 k€
Moyenne glissante	170 k€	0.5 k€	4.2e3 k€
Limiteur de pente	1.2e3 k€	21 k€	2.2e4 k€

TABLE 4.13 – Espérance de coût sur cycle de vie pour le système de stockage d'énergie, pour différentes stratégies de dimensionnement et différentes stratégies de lissage

Le tableau 4.13 présente l'espérance de coût sur cycle de vie inhérente au système de stockage en considérant que l'état de mer est constant tout au long de la durée du contrat. Cette espérance de coût a ensuite été calculée en prenant en compte la matrice d'occurrence des états de mer sur le site du SEMREV, pour chaque dimension du système de stockage,

puisque le système de stockage va vieillir différemment en fonction des états de mer qui vont se succéder. Les résultats sont présentés dans le tableau 4.14.

	Etat de mer dimensionnant	Etat de mer le plus courant	Tous les états de mer (capacité maximum)
Filtre passe-bas	4.9e3 k€	1.3e3 k€	4,5e3 k€
Moyenne glissante	2.1e3 k€	760 k€	3.6e3 k€
Limiteur de pente	9.6e3 k€	2.5 k€	1.8e4 k€

TABLE 4.14 – Espérance de coût sur cycle de vie pour le système de stockage d'énergie en prenant en compte la succession des états de mer pendant un an sur le site du SEMREV

Suivant l'état de mer dimensionnant choisi, la capacité de stockage nécessaire varie très fortement. En effet, l'état de mer le plus couramment rencontré sur le SEAREV est un état de mer faiblement énergétique. Le profil de puissance en sortie est donc faiblement fluctuant et le besoin en capacité de lissage est faible. Le tableau 4.15 résume le pourcentage de temps, sur une année, pendant lequel les contraintes de rampe imposées par le gestionnaire de réseau risquent de ne pas être respectées, en fonction de la stratégie de dimensionnement choisie, sur le site du SEMREV. Ce calcul est réalisé à l'aide de la matrice d'occurrence des états de mer sur le site du SEMREV.

	Etat de mer dimensionnant	Etat de mer le plus courant	Tous les états de mer (capacité maximum)
Filtre passe-bas	9%	77%	0%
Moyenne glissante	8%	27%	0%
Limiteur de pente	7%	52%	0%

TABLE 4.15 – Pourcentage du temps, sur une année, pendant lequel le système de stockage ne permet pas de respecter la contrainte sur la fluctuation de puissance active imposée, pour chaque stratégie de dimensionnement

Si l'état de mer (1m, 11s) est le plus rencontré sur le site du SEMREV, il n'y est toutefois mesuré que 5% du temps sur une année. Ainsi, si le dimensionnement des systèmes de stockage était réalisé par rapport à cet état de mer, la contrainte par rapport à laquelle ce dimensionnement a été réalisé ne serait respectée que pendant un faible pourcentage du temps. Ceci imposerait alors la mise en place d'autres mesures de lissage qui peuvent se révéler importantes, et diminuerait grandement l'intérêt de l'ajout d'un système de stockage dans la chaîne.

Si le stockage était dimensionné de manière à ce que la contrainte soit satisfaite quel que soit l'état de mer rencontré, le coût du stockage deviendrait très important par rapport au reste de la chaîne. De plus, les états de mer les plus énergétiques peuvent s'avérer moins fréquents (suivant le site considéré), et le système de stockage risque d'être sous-utilisé.

Pour l'état de mer choisi comme dimensionnant, la contrainte de rampe n'est pas respectée pendant 7% à 9% de l'année, ce qui est considéré comme acceptable. En effet, ce dimensionnement a été effectué sur un profil de puissance mécanique, par souci de gain de temps, mais la puissance électrique est légèrement moins fluctuante que la puissance mécanique directement mesurée en sortie de la partie mécanique du houlomoteur. De plus, le fait de regrouper plusieurs systèmes houlomoteurs en une ferme permettra aussi de satisfaire plus facilement cette contrainte. Un autre état de mer dimensionnant peut être envisagé : $(H_s, T_p) = (5\text{m}, 6\text{s})$. Il s'agit d'un état de mer énergétique. Comme résumé dans le tableau 4.16, la contrainte de rampe est alors respectée pour quasiment chaque état de mer ren-

contré sur le site du SEMREV (plus de 99% du temps), mais le coût est toujours élevé.

	Dimension	Non respect de la contrainte (% année)	Espérance de coût sur cycle de vie
Filtre passe-bas	158 kWh	0.9%	2,1e3 k€
Moyenne glissante	88 kWh	0.1%	2,3e3 k€
Limiteur de pente	436 kWh	0.1%	1,2e4 k€

TABLE 4.16 – Dimensionnement du système de stockage pour un état de mer intermédiaire $(H_s, T_p) = (5\text{m}, 6\text{s})$

Dans [51], le système de stockage était dimensionné pour répondre à une contrainte de flicker. La capacité nécessaire obtenue était donc beaucoup moins importante. En effet, la contrainte de rampe est particulièrement difficile à respecter pour les systèmes houlomoteur à entraînement électrique direct dont la puissance en sortie est l'image des vagues et présente donc une rampe très importante.

Ces résultats ont un impact sur la faisabilité économique du système. En effet, si l'on suppose qu'un SEAREV produit 100kW en moyenne (soit 876 MWh par an), pour une durée de vie de 20 ans, si le stockage coûte 1M€, l'impact sur le coût du kWh est de 5c€/kWh, ce qui est l'objectif long terme de coût total. Il ne faudrait donc pas que le coût du stockage dépasse 100 à 200 k€. Pour cela, il semblerait pertinent de combiner différentes solutions de lissage.

4.1.4 Intégration du stockage au modèle wave-to-wire

4.1.4.1 Le modèle de supercondensateur

Le modèle équivalent d'un supercondensateur est souvent représenté par un circuit RC comme celui présenté en figure 4.4. La résistance série R_{esr} limite les courants de charge/décharge et contribue au chauffage interne tandis que la résistance parallèle R_{epr} permet de représenter les pertes d'énergie dues à l'auto-décharge [41].

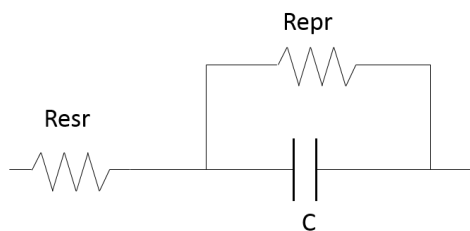


FIGURE 4.4 – Modèle équivalent d'un supercondensateur

La double couche électrique formée au niveau des électrodes est décrite par deux types de modèles :

— Le modèle de Helmholtz :

Les charges accumulées à l'interface forment un plan parallèle à la surface des électrodes (plan de Helmholtz), assimilé à un condensateur plan dont la distance entre les deux plans est supposée de l'ordre du rayon ionique [105]. Il est considéré que les charges du liquide sont accolées à la paroi par les forces électrostatiques. Si cette

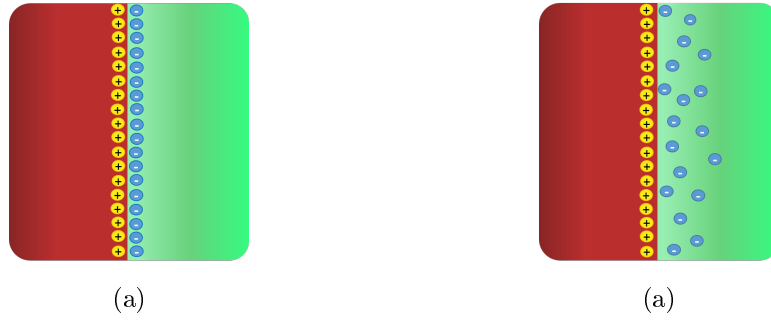


FIGURE 4.6 – Modèles de la double couche électrique du supercondensateur d'après Helmholtz (a) Gouy et Chapman (b)

hypothèse est légitime pour le côté de l'électrode (la densité d'électrons libres dans les métaux est importante, de l'ordre d'un électron par atome [106]), elle l'est moins pour le côté de l'électrolyte. Ce modèle est représenté en figure 4.6 (a).

— Le modèle de Gouy-Chapman :

Dans ce modèle, la double couche est diffuse du côté de l'électrolyte et plus seulement limitée au plan de Helmholtz. En effet, en plus d'être soumises aux forces électrostatiques, les particules chargées subissent aussi les forces d'agitation thermique. La capacité de double couche dépend donc de la concentration des ions dans l'électrolyte. Au voisinage de l'électrode, les forces électrostatiques dominent les effets thermiques, la concentration en ions de signe contraire à ceux de l'électrode y sera donc plus importante. Au fur et à mesure que l'on s'éloigne de l'électrode, ces forces électrostatiques s'atténuent et la concentration diminue. Ce modèle n'est valable que pour des électrolytes faiblement concentrées. En effet, lorsque la concentration augmente fortement les valeurs de la capacité électrique de la double couche sont trop importantes par rapport à celles mesurées expérimentalement [105].

Ce modèle est représenté en figure 4.6 (b).

Le modèle de Stern est une combinaison des deux modèles décrits précédemment [107] (figure 4.7). Ainsi, la différence de potentiel entre le métal et la solution, $\Delta\Phi$, comprend donc deux termes : l'un dû à la couche compacte dans laquelle la variation de potentiel est linéaire et l'autre à la couche diffuse dans laquelle la variation de potentiel est exponentielle. La capacité totale d'un module de supercondensateur selon Stern, C_s , est donc calculée comme s'il s'agissait de deux condensateurs en série, de capacité différente, à l'aide de la formule 4.16. Ainsi, il apparaît que la capacité du supercondensateur selon Stern est principalement régie par la plus petite de ces deux capacités.

$$\frac{1}{C_s} = \left(\frac{1}{C_H} + \frac{1}{C_{GC}} \right) \quad (4.16)$$

La capacité C_H de la couche de Helmholtz est celle d'un condensateur plan parallèle. Elle est exprimée dans l'équation 4.17 où :

- ϵ_0 est la permittivité du vide ($F.m^{-1}$)
- ϵ est la permittivité électrique de l'électrolyte ($F.m^{-1}$)
- A_i est la surface considérée (m^2)

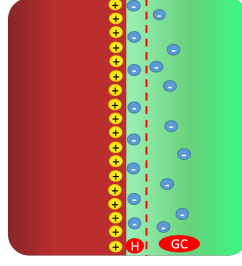


FIGURE 4.7 – Représentation de la double couche électrique du supercondensateur selon Stern

- d est la largeur de la couche de Helmholtz, correspondant en général au rayon atomique (m)

$$C_H = \frac{\epsilon\epsilon_0 A_i}{d} \quad (4.17)$$

Pour le calcul de la capacité de Gouy et Chapman, C_{GC} , il faut partir de l'équation de Poisson (équation 4.18) permettant de relier le potentiel dans la solution et la concentration des différentes espèces présentes. Cette équation, combinée à la loi de Boltzmann (équation 4.19) donnant la distribution statistique de la concentration des ions dans l'électrolyte, permet d'exprimer la densité de charge de l'interface électrode-électrolyte, q_{GC} (équation 4.20) [108].

Dans les équations citées précédemment :

- z_i est la valence des ions i considérés
- C_i est la concentration de l'électrolyte en espèce ionique i ($mol.m^{-3}$)
- F est la constante de Faraday (produit de la charge élémentaire par le nombre d'Avogadro : $F = 96485 C.mol^{-1}$)
- R est la constante des gaz parfaits (produit de la constante de Boltzmann par le nombre d'Avogadro : $R = 8.314 J.mol^{-1}.K^{-1}$)
- T est la température (K)
- c est une constante correspondant à la concentration molaire en espèces ionique dans l'électrolyte, en un point éloigné des électrodes ($mol.m^{-3}$)
- U est le potentiel de surface

$$-\epsilon\epsilon_0 \frac{\partial^2 U}{\partial x^2} = \sum_i z_i F C_i \quad (4.18)$$

$$C_i^0 = c \exp\left(-\frac{z_i F}{2RT} U\right) \quad (4.19)$$

$$q_{GC} = -\sqrt{8\epsilon\epsilon_0 R T c} \sinh\left(-\frac{zF}{2RT} U\right) \quad (4.20)$$

La capacité de Gouy et Chapman est ensuite obtenue en dérivant cette densité de charge q_{gc} par rapport au potentiel U ($C = \frac{dq}{dU}$, équation 4.21).

$$C_{GC} = \sqrt{\frac{\epsilon\epsilon_0 z^2 F^2 T c}{RT}} \cosh\left(-\frac{zF}{2RT} U\right) \quad (4.21)$$

Pour un module de supercondensateurs constitué de N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle, la capacitance totale C_{tot} est donnée par l'équation 4.22.

$$C_{tot} = \frac{N_p}{N_s} * C_s \quad (4.22)$$

Le modèle de supercondensateur implémenté dans le modèle wave-to-wire est un modèle de SimPowerSystems qui s'appuie sur les équations de Stern. La figure 4.8 représente le circuit équivalent du supercondensateur pour ce modèle [109].

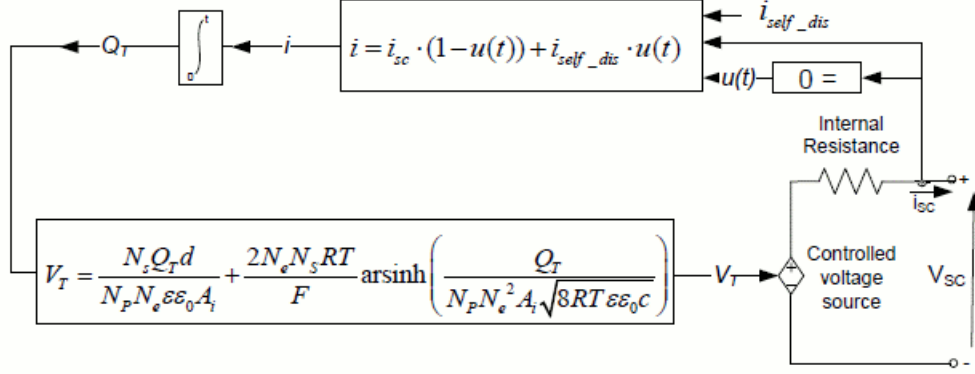


FIGURE 4.8 – Circuit équivalent du modèle de supercondensateur utilisé

La tension de sortie du supercondensateur est calculée selon l'équation 4.23. Dans le modèle utilisé, comme indiqué sur la figure 4.8, la tension est exprimée à l'aide des équations de Stern (équation 4.24). Dans cette dernière équation N_e est le nombre de couches d'électrodes et Q_T est la charge électrique totale (équation 4.25). R_{SC} et I_{SC} sont respectivement la résistance (Ω) et le courant (A) du module de supercondensateur. Le dernier terme de ces équations permet donc de prendre en compte les pertes résistives dans le supercondensateur.

$$V_{SC} = \frac{Q_T}{C_T} - R_{SC} I_{SC} \quad (4.23)$$

$$V_{SC} = \frac{N_s Q_T d}{N_p N_e \epsilon \epsilon_0 A_i} + \frac{2 R T N_e N_s}{F} \operatorname{arsinh} \left(\frac{Q_T}{N_p N_e^2 A_i \sqrt{8 R T \epsilon \epsilon_0 C}} \right) - R_{SC} I_{SC} \quad (4.24)$$

Où :

$$Q_T = \int_0^t i_{SC} dt \quad (4.25)$$

De plus, le modèle utilisé permet de prendre en compte l'autodécharge du module de supercondensateur. En effet, la charge électrique est modifiée lorsque le courant est nul (équation 4.26). Le courant d'autodécharge est calculé selon les équations 4.27. Les constantes α_1 , α_2 et α_3 correspondent aux taux de variation de la tension du supercondensateur pendant les intervalles de temps (t_{oc}, t_3) , (t_3, t_4) et (t_4, t_5) , comme indiqué sur la figure 4.9 [109].

$$Q_T = \int_0^t i_{\text{autodecharge}} dt \quad (4.26)$$

$$i_{\text{autodecharge}} = \begin{cases} \frac{C_{\text{tot}}\alpha_1}{1 + sR_{SC}C_{\text{tot}}} & \text{si } t - t_{oc} \leq t_3 \\ \frac{C_{\text{tot}}\alpha_2}{1 + sR_{SC}C_{\text{tot}}} & \text{si } t_3 \leq t - t_{oc} \leq t_4 \\ \frac{C_{\text{tot}}\alpha_3}{1 + sR_{SC}C_{\text{tot}}} & \text{si } t - t_{oc} \geq t_4 \end{cases} \quad (4.27)$$

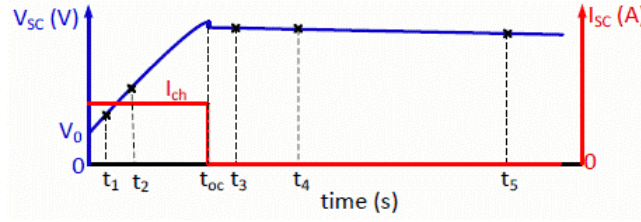


FIGURE 4.9 – Exemple de courbe de tension pour le modèle de supercondensateur

L'état de charge (*EDC*) du module de supercondensateurs est calculé selon l'équation 4.28. Le module est complètement chargé lorsque l'*EDC* est de 100% et il est vide lorsque l'*EDC* est de 0%.

$$EDC = \frac{Q_{\text{init}} - \int_0^t i(\tau) d\tau}{Q_{\text{tot}}} * 100 \quad (4.28)$$

Les paramètres critiques nécessaires pour le modèle (capacité nominale du supercondensateur, résistance DC, tension nominale, nombre de modules en série et parallèle, tension initiale et température) sont déterminés en fonction des spécifications pour le cas d'étude et du dimensionnement du supercondensateur préalablement effectué. Les paramètres inhérent au modèle de Stern, tels que le nombre de couches d'électrodes, le rayon atomique ou encore la permittivité de l'électrolyte sont ajustés en fonction de résultats expérimentaux. Un lot de paramètres prédéterminés est disponible dans le modèle, afin de représenter un supercondensateur commun. Les tests expérimentaux ont révélés que, lors de l'utilisation de ces paramètres, la précision du modèle est de +/- 2%, pour la charge comme pour la décharge. Cette observation a été confirmée par Motapon et al. dans [87].

Il faut toutefois garder en mémoire les quelques approximations et simplifications utilisées pour ce modèle :

- la résistance et la capacitance interne sont supposées constantes pendant les cycles de charge et de décharge
- la redistribution des charges est la même quelle que soit la tension
- les cellules du supercondensateur sont considérées comme équilibrées à chaque instant (pas de système d'équilibrage)
- le courant traversant le système de stockage est supposé continu
- l'effet de la température n'est pas pris en compte
- le vieillissement du système de stockage n'est pas considéré

Ces deux derniers points ont été étudiés dans [45]. Un modèle a ainsi été développé à l'aide de résultats expérimentaux (modules de technologie Maxwell), prenant en compte

à la fois le vieillissement calendaire et le nombre de cycles effectués pour représenter la dégradation de la résistance et de la capacitance équivalentes. La prise en compte du vieillissement des composants s'est révélée importante pour le dimensionnement du système de stockage, dans le cas où ce dernier est prévu pour être très sollicité, comme dans le cas présent, puisqu'un grand nombre de cycles (quelques de dizaines de millions) sont requis.

Ainsi, si le modèle de la toolbox SimPowerSystems est celui implémenté dans le modèle wave-to-wire, il paraît tout de même primordial de considérer le vieillissement lors du dimensionnement du système de stockage.

4.1.4.2 Modélisation du convertisseur

La tension dans le module de supercondensateurs est en général plus faible que sur le bus DC. Ainsi, un convertisseur DC/DC doit être utilisé afin de réaliser l'interface entre le bus DC et le système de stockage, mais aussi afin de réguler les flux d'énergie. Ce convertisseur doit être bi-directionnel : en effet, le convertisseur doit élever la tension (mode "boost") lors de la décharge du système de stockage et la baisser (mode "buck") lors de sa charge.

La tension au niveau du supercondensateur peut varier sur une plage importante, selon le niveau d'énergie. D'après la relation 4.29, où r_A est le rapport de l'énergie efficace sur la capacité, une tension minimum plus faible certifie une utilisation plus importante de la capacité totale du supercondensateur [110].

$$r_A = \frac{E_{efficace}}{E_{totale}} = 1 - \frac{V_{min}^2}{V_{max}^2} \quad (4.29)$$

La combinaison d'un convertisseur buck et d'un convertisseur boost à contre-courant donne un convertisseur à demi-pont, comme représenté sur la figure 4.12 (a). Il s'agit d'un convertisseur buck dont le flux de courant est réversible (hacheur à deux quadrants) [111]. Cette géométrie peut être utilisée si la tension sur le bus DC est significativement élevée par rapport à la tension du système de stockage. Ce convertisseur peut donc aussi être utilisé pour élever la tension, à condition d'inverser les rôles de l'entrée et de la sortie.

Un convertisseur buck-boost bi-directionnel résultera de la combinaison en série de deux de ces convertisseurs à demi-pont en sens inverse l'un par rapport à l'autre (en cascade). Deux géométries sont alors possibles (figures 4.12 (b) et (c)). La première topologie (b), est la plus souvent rencontrée [112], [111]. Elle permet d'ajuster la tension en l'élevant au niveau du premier étage (boost) et en la réduisant avec le deuxième demi-pont (buck). Dans la géométrie présentée en figure 4.12 (c), les étapes sont inversées mais le résultat est le même (obtention d'une tension positive dont la valeur peut varier). Un moyen plus simple de réaliser la conversion DC/DC bidirectionnelle, avec seulement deux interrupteurs, est illustrée dans la figure 4.13. Cependant, lors de la comparaison de cette topologie à celle de la figure 4.12 (b), il apparaît que des pertes importantes sont créées, dues au niveau élevé de la valeur moyenne quadratique du courant dans l'inductance [113].

En raison de leur simplicité et de leur robustesse, ce sont en général des convertisseurs bidirectionnels à IGBT qui sont utilisés [110].

Comme pour le convertisseur back-to-back utilisé dans le modèle wave-to-wire, il a été décidé d'utiliser un modèle moyen du convertisseur afin de limiter l'impact de cette partie

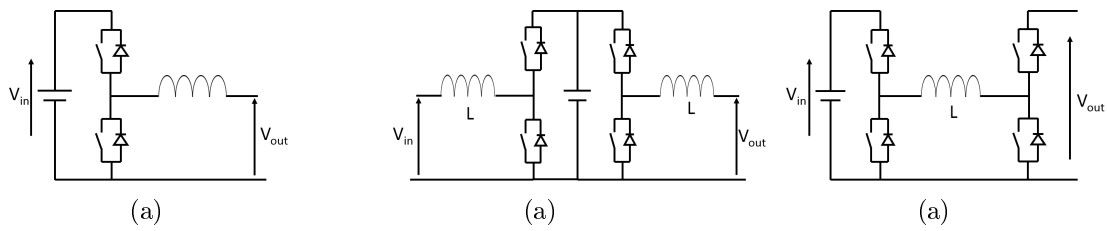


FIGURE 4.12 – Représentations d'un convertisseur buck-boost - demi-pont (a) et en cascade (b) et (c)

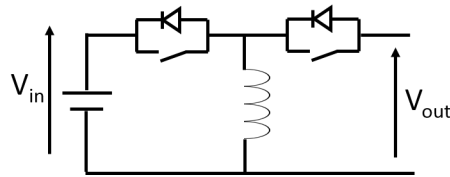


FIGURE 4.13 – Topologie la plus simple pour un convertisseur buck/boost bi-directionnel

du modèle sur la vitesse de simulation. Le contrôle de la tension côté stockage d'énergie (régulation des flux d'énergie) est effectué à l'aide du rapport cyclique du convertisseur. La figure 4.14 présente le modèle moyen du convertisseur buck/boost bi-directionnel [114].

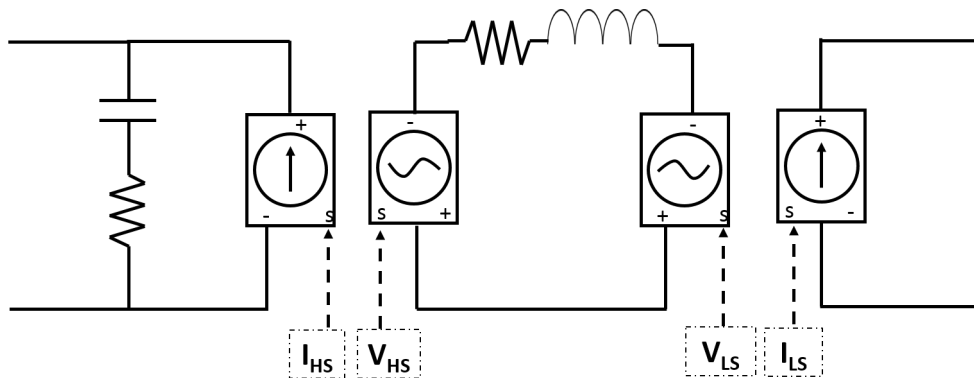


FIGURE 4.14 – Modèle moyen du convertisseur DC/DC buck/boost bi-directionnel

Comme pour le modèle du convertisseur boost sur le bus DC, les signaux pour les sources commandées de tension et de courant sont définis en fonction du rapport cyclique du convertisseur, selon les équations 4.30, 4.31, 4.32 et 4.33 où :

- I_{HS} est le signal d'entrée pour la source de courant commandée côté haute tension/bus DC (A)
- V_{HS} est le signal d'entrée pour la source de tension commandée côté haute tension (V)
- I_{LS} est le signal d'entrée pour la source de courant commandée côté basse tension/système de stockage (A)
- V_{LS} est le signal d'entrée pour la source de tension commandée côté basse tension (V)
- I_{Lbb} est le courant mesuré au niveau de l'inductance du modèle moyen du convertisseur (A)

- V_{DC} est la tension mesurée sur le bus DC avant l'entrée du convertisseur (V)
- V_{ESS} est la tension mesurée au niveau du système de stockage, au niveau du convertisseur (V)
- D'_{bb} est le rapport cyclique appliqué à ces signaux de commande. Si D_{bb} est le rapport cyclique calculé au niveau du système de contrôle du convertisseur buck/boost, alors :
 - $D'_{bb} = D_{bb}$ pendant la charge du système de stockage
 - $D'_{bb} = 1 - D_{bb}$ pendant la décharge du système de stockage

$$I_{HS} = D'_{bb} * I_{Lbb} \quad (4.30)$$

$$V_{HS} = D'_{bb} * V_{DC} \quad (4.31)$$

$$I_{LS} = (1 - D'_{bb}) * I_{Lbb} \quad (4.32)$$

$$V_{LS} = (1 - D'_{bb}) * V_{ESS} \quad (4.33)$$

4.1.4.3 Gestion du système de stockage

La gestion du système de stockage (ou commande rapprochée), est effectuée en plusieurs étapes, illustrées sur la figure 4.15.

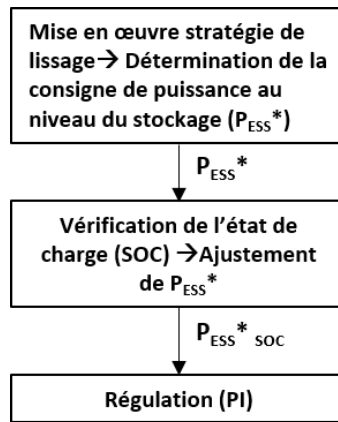


FIGURE 4.15 – Schéma de la gestion du système de stockage

Le contrôle rapproché du convertisseur buck-boost et la détermination des signaux d'entrée pour le modèle moyen permettent de répondre à chaque pas de temps aux consignes de puissance tout en assurant le respect des conditions de fonctionnement du système. Cette commande rapprochée agit simultanément aux contrôles des autres convertisseurs d'électronique de puissance présents dans la chaîne.

La régulation s'effectue sur la puissance à l'aide d'un régulateur PI dont la sortie est le rapport cyclique. Ce dernier est ensuite utilisé pour calculer les signaux de commande du régulateur buck-boost (équations 4.30 à 4.33).

La consigne de puissance à appliquer est calculée à chaque pas de temps : le bilan de puissance injectée au point de raccordement au réseau, P_{res} , est donné par la somme de la

puissance produite par le système houlomoteur et injectée sur le bus DC, P_{houl} , et de la puissance produite (ou extraite) par le système de stockage, P_{sto} (équation 4.34).

$$P_{res} = P_{houl} + P_{sto} \quad (4.34)$$

La puissance P_{res} est calculée à l'aide des stratégies de lissage présentées précédemment.

Lorsque le système de stockage est complètement chargé, toute la puissance produite par le système houlomoteur est injectée sur le réseau électrique, ce qui entraîne l'apparition de pics de puissance qui peuvent se révéler importants, comme illustré en figure 4.19.

L'algorithme présenté en figure 4.16 permet d'éviter ce pic de puissance en dégradant la puissance produite par le système houlomoteur lorsque le système de stockage atteint une certaine limite de charge. Cette dégradation est effectuée en augmentant le couple d'amortissement exercé par la génératrice électrique sur le volant du SEAREV. P_{res}^* est la consigne de puissance à injecter au réseau, P_{houl}^* est la consigne pour la puissance produite par le système houlomoteur sur le bus DC et SOC est l'état de charge du système de stockage, compris entre 0% et 100%. $P_{houl-opt}^*$ est la consigne de puissance à produire par le houlomoteur dans un fonctionnement normal (consigne déterminée par l'amortissement optimal) et $P_{houl-eff}$ est la puissance effectivement produite.

Ainsi, entre 80% de charge et 100%, la puissance produite par le houlomoteur ne sera pas la puissance maximale possible, mais une puissance inférieure proportionnelle à la consigne de puissance à injecter sur le réseau et à l'état de charge du module de supercondensateur. Cette logique se rapproche d'un raisonnement de logique floue (fuzzy logique).

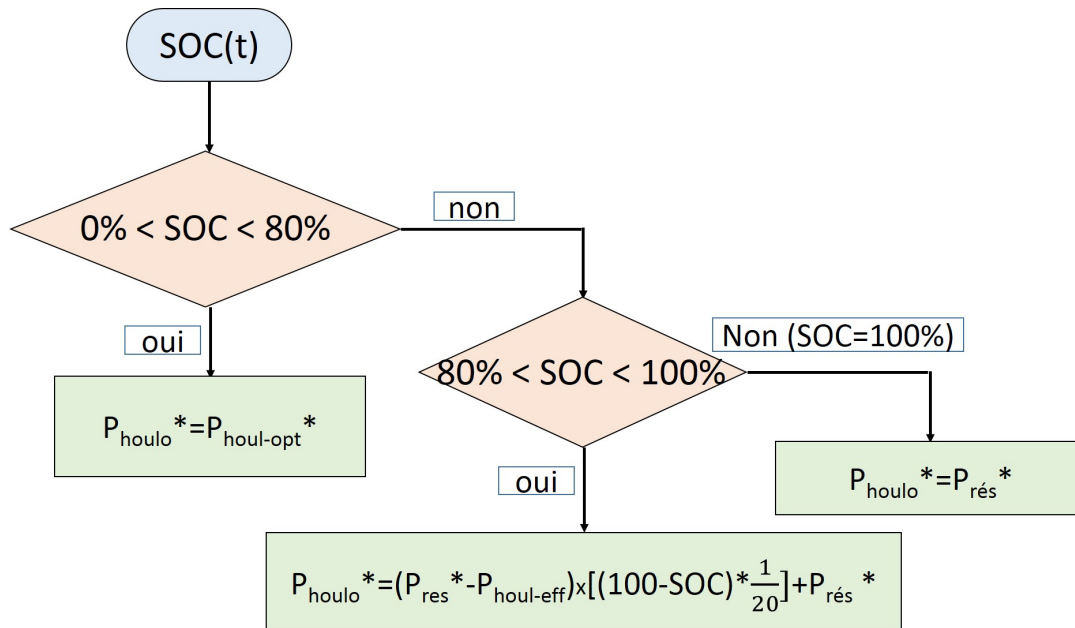


FIGURE 4.16 – Gestion de l'état de charge haut du module de supercondensateurs

La mise en oeuvre de cet algorithme s'effectue donc à travers la régulation du couple d'amortissement, au niveau du convertisseur boost présent sur le bus DC.

La régulation reste inchangée, seule la définition du couple de référence est différente. L'algorithme présenté sur la figure 4.17 décrit la manière dont est déterminé ce couple de référence. Si le couple de référence déterminé à l'aide de cet algorithme est inférieur au

couple de référence déterminé à l'aide du coefficient d'amortissement optimal, alors c'est ce dernier qui est pris en compte. L'écrêtage (algorithme introduit dans la figure 2.16) est ensuite appliqué sur ce couple de référence.

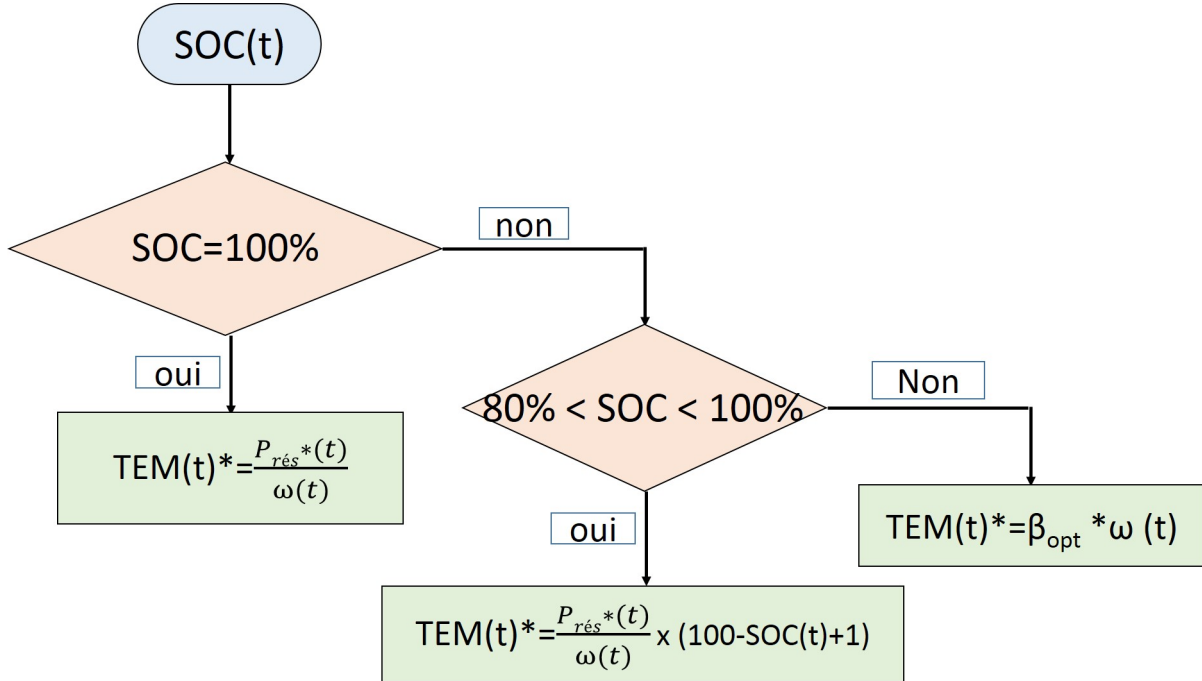


FIGURE 4.17 – Détermination du couple d'amortissement de référence à l'aide de l'état de charge du système de stockage

La même problématique apparaît lorsque le système de stockage atteint sa limite basse d'état de charge. Ainsi, lorsque le module de stockage se décharge sous une limite basse intermédiaire imposée, c'est la puissance injectée sur le réseau qui est dégradée, de manière à ce qu'elle s'annule au moment où le système de stockage est vide, sans créer de chute importante de puissance.

Il est possible que la pente imposée par cet algorithme, bien que réduite par rapport au cas où ce dernier n'est pas appliqué, soit supérieur à la pente limite imposée par le gestionnaire de réseau. Il est ainsi nécessaire de s'assurer que l'énergie restant dans le système de stockage soit suffisante pour pouvoir respecter la rampe limite dans le cas où la puissance produite par le système houlomoteur est nulle et la puissance injectée au réseau provient exclusivement du système de stockage d'énergie.

L'énergie restante nécessaire dans le système de stockage afin que la décharge s'effectue en respectant une pente de 10% de la puissance nominale (1.1 MW) par minute (à l'aide du module de supercondensateurs uniquement) est donnée dans l'équation 4.35, pour le cas où l'énergie est destockée à partir du moment où la puissance atteint la puissance maximale ($E_{ESS}(1)$), et dans le cas où la puissance de départ correspond à la moitié de cette dernière ($E_{ESS}(2)$).

$$\begin{aligned}
 E_{ESS} &= P_{depart} * \Delta t & (4.35) \\
 \Delta t &= \frac{P_{depart} * 60}{\Delta P_{max}} \\
 E_{ESS}(P_{depart} = P_{nom}) &= 183kWh \\
 E_{ESS}(P_{depart} = 0.5 * P_{nom}) &= 45kWh
 \end{aligned}$$

L'énergie nécessaire afin de respecter cette pente est très importante par rapport à la taille des systèmes de stockage considérés. Même pour des systèmes de très grande capacité il faudrait commencer la régression à partir d'un état de charge très élevé. Ainsi, il a été considéré que, pour garder un système de stockage de taille raisonnable, la contrainte de pente ne serait pas considérée lorsque que l'état de charge du système de stockage atteint une limite basse. Cette limite, $SOC_{inf-int}$, a été choisie afin de respecter le plus longtemps la consigne de puissance imposée par la stratégie de lissage, tout en assurant une pente de 20% de la puissance nominale par minute. La limite basse de l'état de charge est donc définie selon l'équation 4.36.

$$\begin{aligned}
 SOC_{inf-int} &= \frac{E_{limite}(P_{depart} = 0.5 * P_{nom})}{E_{nom_{ESS}}} * 100 \\
 &= \frac{23[kWh]}{E_{nom}} * 100
 \end{aligned} \tag{4.36}$$

La consigne de puissance à injecter au réseau est ensuite calculée d'après l'algorithme présenté en figure 4.18, où $P_{res-strat-lissage}^*$ est la puissance à injecter au réseau d'après la stratégie de lissage mise en place.

Si la pente calculée ici est supérieure à la pente limite, alors la pente limite est appliquée.

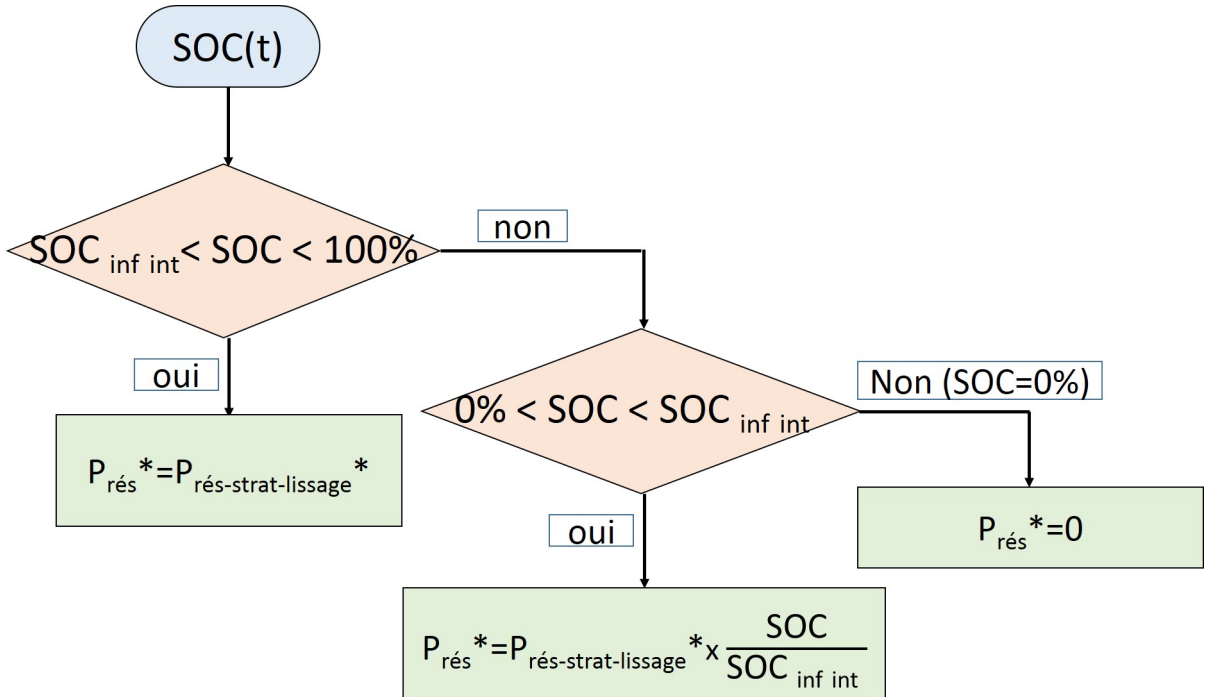


FIGURE 4.18 – Gestion de l'état de charge bas du module de supercondensateurs

La figure 4.19 donne un exemple de lissage, avec et sans gestion fine de l'état de charge. Lorsque l'état de charge du système de stockage atteint 80%, il peut être observé que la puissance électrique produite par le houlomoteur est dégradée dans le cas où l'état de charge est géré plus finement, par rapport au cas sans gestion de l'état de charge. Lorsque le système de stockage est faiblement chargé, la puissance injectée au réseau varie de manière beaucoup moins importante dans le cas avec gestion de l'état de charge. La puissance ne s'annule pas brusquement lorsque le système de stockage est complètement vidé.

Pour les simulations effectuées sur une durée d'une heure, avec un état de charge moyennement énergétique, une perte de 6% en terme de puissance moyenne injectée au réseau a été constatée dans le cas où la puissance produite par le houlomoteur est dégradée lorsque l'état de charge du module de supercondensateurs est élevé.

4.1.5 Étude de la qualité de la puissance injectée au réseau avec l'apport du stockage

Comme pour les résultats de l'analyse de la qualité de la puissance injectée au réseau sans système de stockage (chapitre 3), plusieurs simulations ont été réalisées afin d'estimer l'apport de l'ajout du module de supercondensateurs sur la qualité de la puissance injectée au réseau électrique.

Le tableau 4.17 résume les différents paramètres utilisés pour ces simulations.

Stratégie de lissage	limiteur de pentes, moyenne glissante et filtre passe-bas
Etats de mer (H_s, T_p)	(3m, 9s), (2m, 4s), (5m, 6s)
Angle d'impédance du réseau (°)	30, 50, 70 et 85
Rapport de court circuit	3, 4, 5, 9, 15, 19, 25, 37, 74, 149 et 744

TABLE 4.17 – Paramètres utilisés pour l'étude de l'apport du système de stockage sur la qualité de la puissance

les résultats en terme de flicker et de variations de tension peuvent donc être comparés avec ceux obtenus sans système de stockage, pour les mêmes états de mer et paramètres de réseau, et avec les trois stratégies de lissage définies précédemment. Ces comparaisons ont été effectuées pour différentes dimensions du système de stockage.

Les figures 4.20 et 4.21 permettent de comparer le profil de la puissance injectée au réseau ainsi que les profils d'état de charge dans le système de stockage en fonction de la stratégie utilisée, pour un même profil de houle et un même dimensionnement du stockage (10 kWh). Sur la figure représentant la puissance injectée au réseau, une courbe obtenue sans système de stockage a été ajoutée afin de pouvoir effectuer une comparaison.

Il apparaît que le limiteur de pente impose une contrainte beaucoup plus importante sur le système de stockage, qui est alors plus sollicité. La série temporelle représentée en figure 4.20 provient d'une houle énergétique, le système de stockage sera donc chargé à son maximum une bonne partie du temps. Il ne sera donc pas exploité à son potentiel entier. De plus, la puissance moyenne produite lorsque la stratégie de lissage choisie est un limiteur de pente est 4 fois inférieure à la puissance moyenne produite lorsque le lissage est effectué à l'aide de filtres, pour une même capacité de stockage. Les autres stratégies de lissage correspondent toutes deux à des filtres passe-bas, avec des constantes de temps différentes car implémentées de manière différente. L'état de charge du système de stockage varie plus

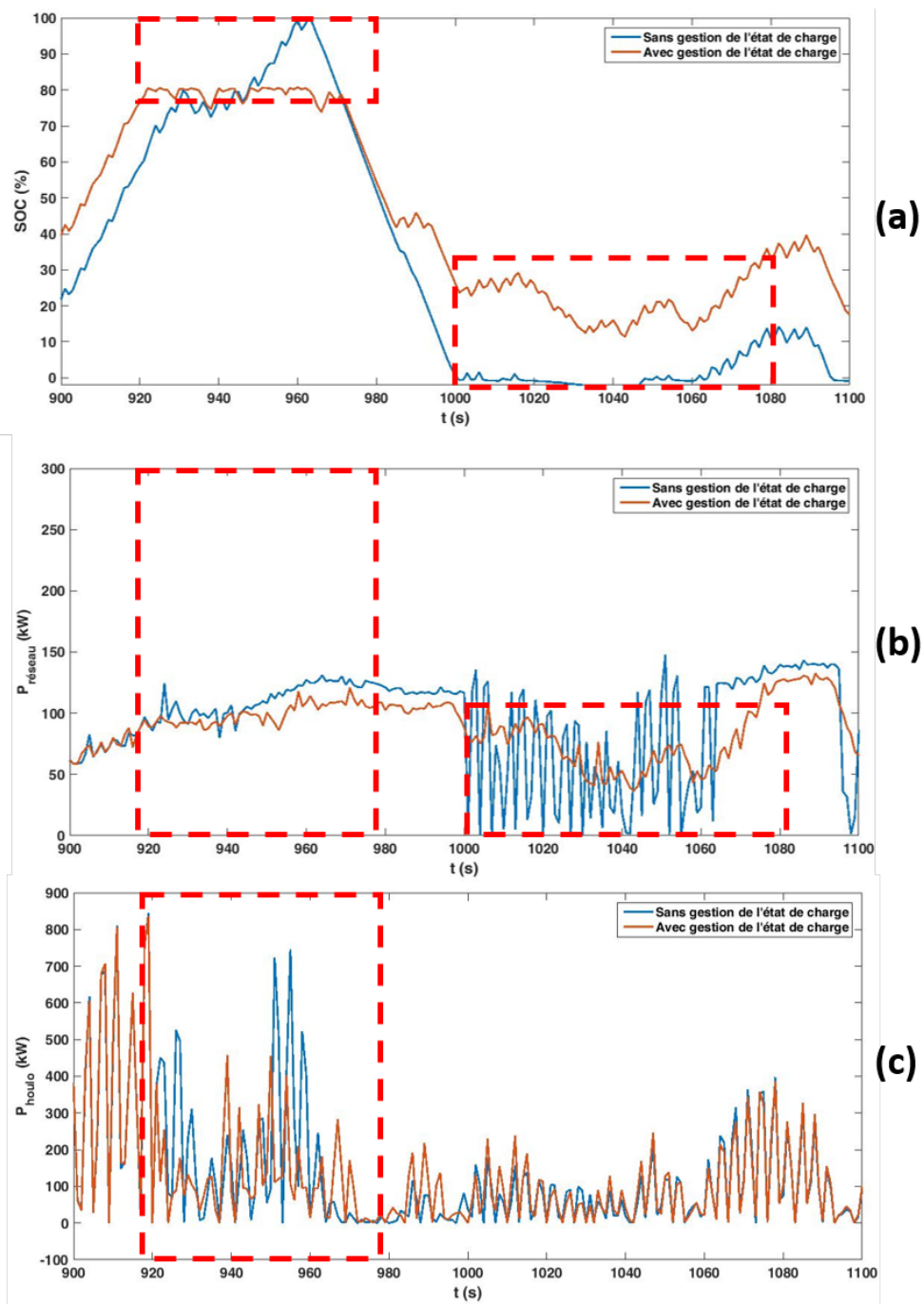


FIGURE 4.19 – Exemple de lissage de la puissance à l'aide des supercondensateurs, avec et sans gestion de l'état de charge du système de stockage - (a) Etat de charge des supercondensateurs - (b) Puissance injectée au réseau électrique (kW) - (c) Puissance électrique produite par le système houlomoteur (kW)

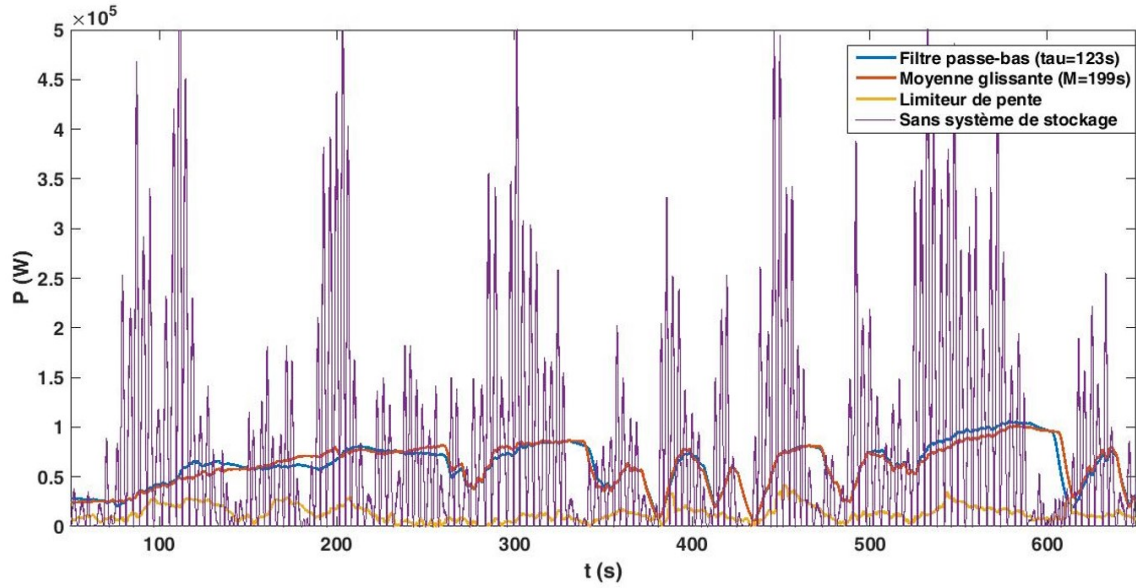


FIGURE 4.20 – Exemples de profils de puissance injectée au réseau électrique avec chaque stratégie de lissage et sans lissage, pour un état de mer $(H_s, T_p)=(3\text{m}, 9\text{s})$ et une capacité de stockage de 10kWh

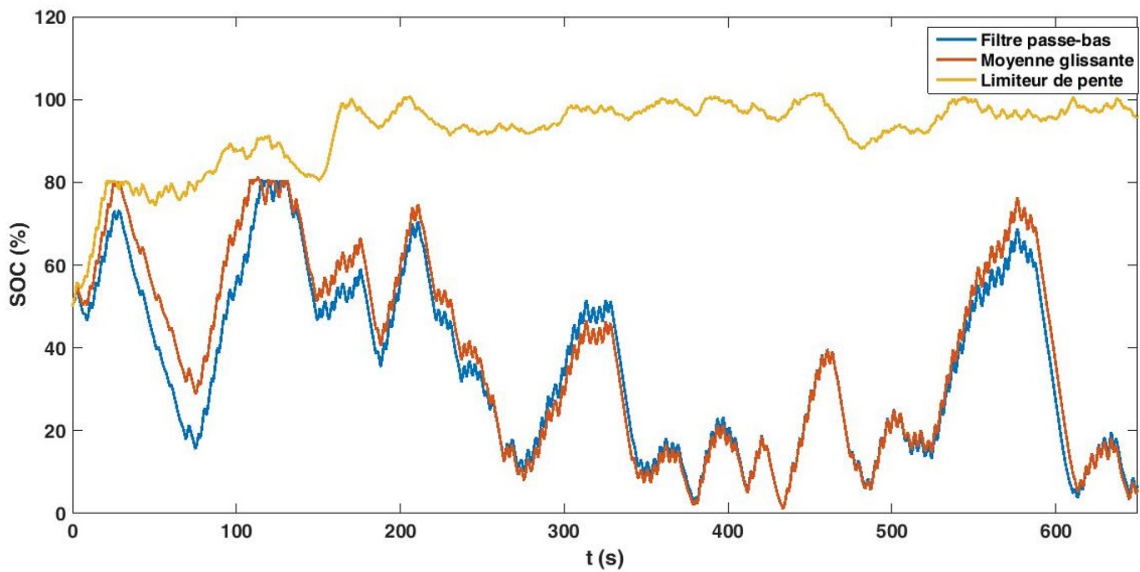


FIGURE 4.21 – Profils d'état de charge du module de supercondensateurs correspondant aux profils de puissance injectée au réseau présentés sur la figure 4.20

dans le temps, car la contrainte est un peu moins forte. Cependant, la contrainte de rampe n'est pas respectée à chaque instant, notamment lorsque l'état de charge des supercondensateurs est faible. La puissance injectée sur le réseau reste tout de même beaucoup plus acceptable du point de vue des gestionnaires de réseau que celle injectée sans aucun moyen de lissage.

Les figures 4.22, 4.23 et 4.24 donnent les résultats en terme de flicker et de variations maximales et minimales de tension pour les mêmes simulations que celles effectuées pour

le chapitre trois, mais avec l'insertion d'un système de lissage dans la chaîne. Il apparaît sur ces figures que les différentes stratégies de lissage permettent d'améliorer la qualité de la puissance au point d'injection au réseau électrique. Les filtres passe-bas agissent de la même manière, et la qualité de la puissance est donc équivalente. L'action du limiteur de pentes est moins importante, mais permet tout de même de diminuer le coefficient de flicker. Ainsi, pour un état de mer faible, la limite en flicker court terme n'est pas atteinte, même pour des réseaux très faibles. Il en est de même pour un état de mer intermédiaire. Pour un état de mer beaucoup plus énergétique, la limite en flicker court terme est dépassée lorsque les réseaux sont faibles (angle d'impédance inférieur à 50° et ratio de court-circuit inférieur à 25), mais les coefficients obtenus sont bien plus faibles que pour les cas sans stockage. Cependant, le système de stockage a ici été dimensionné de manière à répondre à la contrainte de variation de puissance et non à la contrainte de flicker.

Pour certaines des simulations effectuées avec un système de stockage, il apparaît que la limite haute de tension est dépassée de manière importante. Ceci est dû à une légère divergence au niveau du régulateur de la puissance stockée, qui apparaît lorsque cette dernière change de signe (charge ou décharge du système de stockage), et ne reflète pas la réalité. Ce défaut de simulation, qui n'a pas pu être résolu pour le moment, affecte ainsi la tension mesurée sur le réseau électrique.

La limite basse en tension est respectée dans la plupart des simulations réalisées avec un système de stockage. Cependant, pour les réseaux très faibles avec un état de mer très énergétique, la limite basse de tension peut-être dépassée. Ceci peut aussi s'expliquer par la régulation imparfaite au niveau du système de stockage.

La capacité de l'installation à rester connectée en cas de défaut sur le réseau (FRT) a aussi été étudiée lorsqu'un système de stockage est introduit dans la chaîne. La figure 4.25 présente les variations de tension sur le réseau électrique (20kV), la variation de tension sur le bus DC et la variation de puissance réactive au point de connexion au réseau lorsqu'un court-circuit triphasé apparaît sur le réseau 20kV pendant 150ms. Une comparaison est effectuée avec les résultats obtenus pour un même court-circuit sans système de stockage dans la chaîne.

La tension sur le bus DC varie de manière beaucoup moins importante et rapide (ce qui est acceptable pour l'installation) grâce à l'introduction du système de stockage. De même, la variation de puissance réactive est beaucoup plus faible et son impact est quasiment négligeable. Ces résultats confirment les hypothèses réalisées dans le chapitre 3 sur la limitation de l'impact d'un défaut apparaissant sur le réseau électrique à l'aide d'un système de stockage.

Ainsi, il apparaît que l'introduction d'un système de stockage dans la chaîne wave-to-wire permet non seulement de lisser la puissance injectée au réseau électrique mais aussi de répondre aux autres contraintes de qualité de la puissance imposées par les gestionnaires de réseau.

La capacité d'un tel système peut se révéler importante et non négligeable, ce qui engendre un coût supplémentaire important pour les développeurs de systèmes houlomoteurs.

Cependant, ils peuvent aussi compter sur l'agrégation de plusieurs systèmes sous forme de ferme houlomotrices afin de limiter les besoins en stockage, en lissant la puissance de manière naturelle.

4.2. ÉTUDE DU LISSAGE DÙ À LA DISPERSION SPATIALE DES SYSTÈMES HOULOMOTEURS

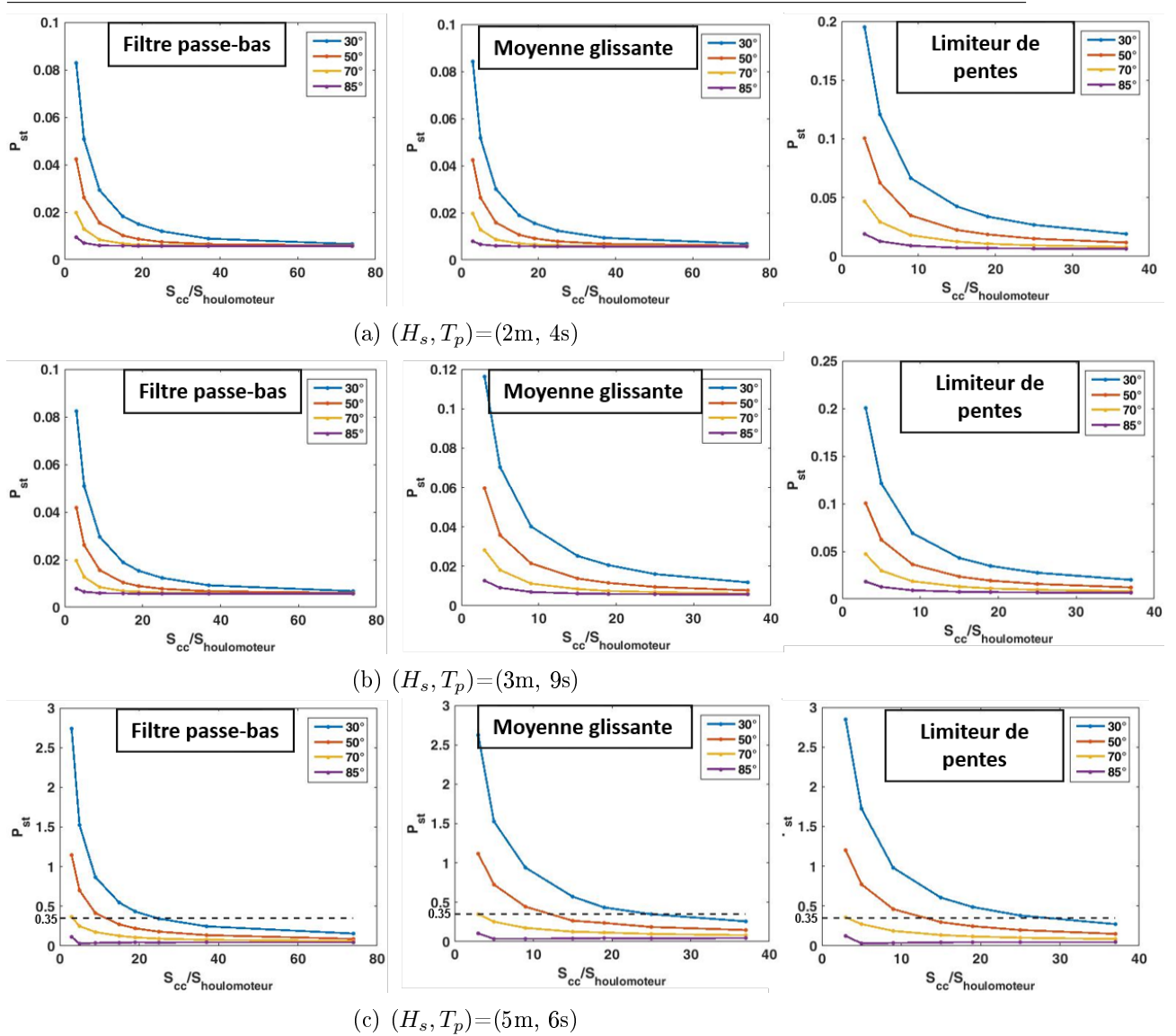


FIGURE 4.22 – Niveau de flicker court terme P_{st} en fonction de l'angle d'impédance du réseau, pour trois états de mer et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer, avec un système de stockage sur le bus DC

4.2 Étude du lissage dû à la dispersion spatiale des systèmes houlomoteurs

L'effet de parc permet de lisser en partie la puissance totale produite en sortie de ferme de houlomoteurs. En effet, les pics de puissance produite seront décalés dans le temps pour chaque système houlomoteur.

Si l'effet de sillage, entraînant une diminution de l'efficacité de la ferme par rapport à la puissance nominale de chaque module, décroît lorsque la distance entre les convertisseurs augmente, ce n'est pas forcément le cas pour l'effet de lissage.

D'après [25], l'effet d'agrégation sur la qualité de la puissance sera moindre comparé à une ferme éolienne, les fermes houlomotrices étant supposées accueillir un nombre moins important de convertisseurs d'énergie. L'insertion d'un système de stockage peut alors s'avérer

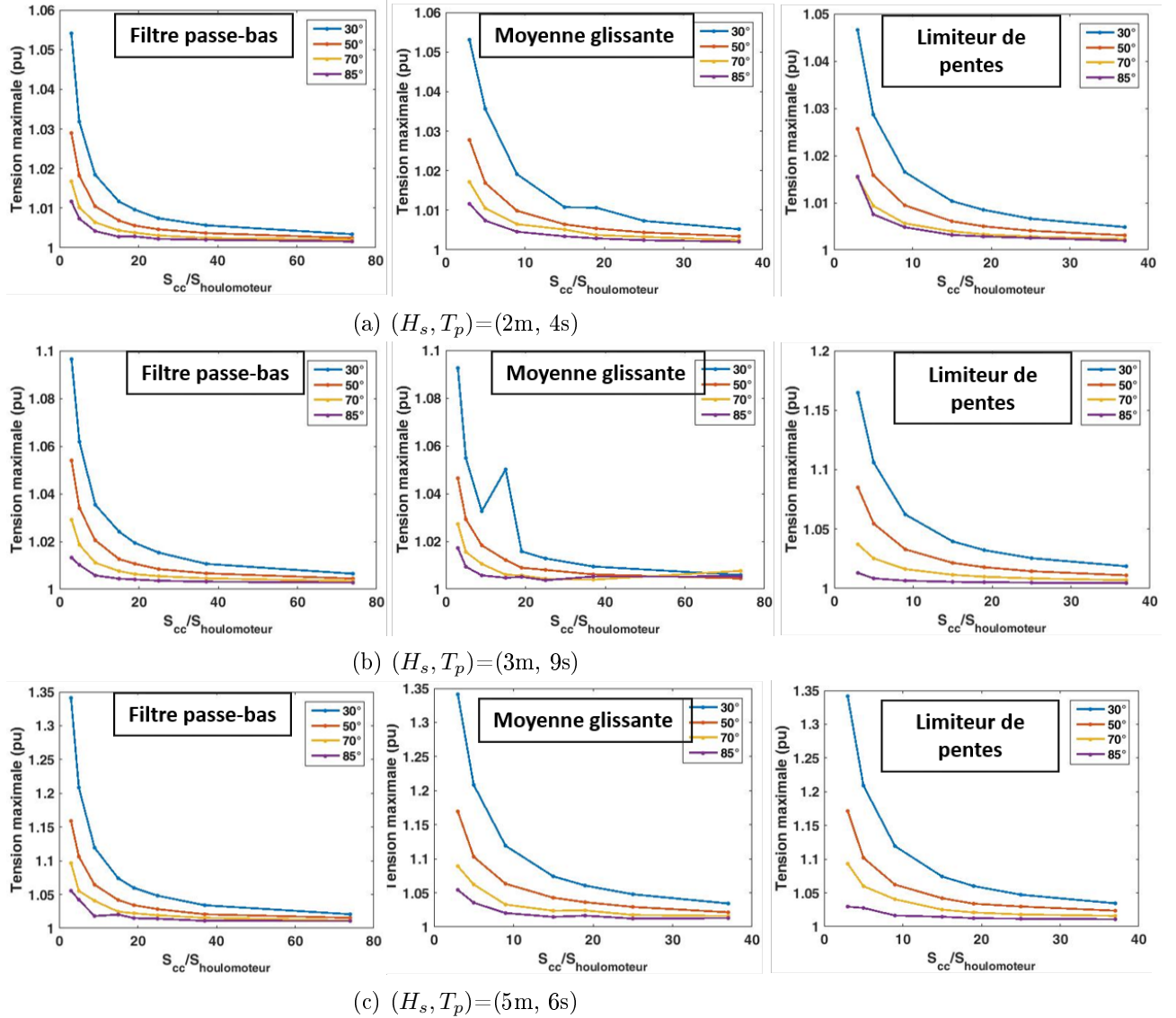


FIGURE 4.23 – Tension maximale mesurée sur une simulation en fonction de l'angle d'impédance du réseau, pour trois états de mer et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$ pour trois états de mer, avec un système de stockage sur le bus DC

nécessaire pour respecter les contraintes imposées par les gestionnaires de réseau. La gestion du stockage doit-elle alors se faire directement sur chacun des systèmes d'une ferme houlomotrice, ou plutôt être centralisée en un point commun? Cette question a été traitée, d'un point de vue économique, par T. Kovaltchouk et al. dans [115]. Il apparaît ainsi que le contrôle centralisé permet d'installer une plus petite capacité de stockage, mais que les fluctuations sont plus importantes à la sortie de chaque système.

Il a été décidé, dans un premier temps, d'étudier la puissance injectée au réseau pour une ferme de deux houlomoteurs, puis pour une ferme de cinq convertisseurs d'énergie, sans stockage, afin de comparer l'effet du regroupement sur la puissance produite.

4.2. ÉTUDE DU LISSAGE DÙ À LA DISPERSION SPATIALE DES SYSTÈMES HOULOMOTEURS

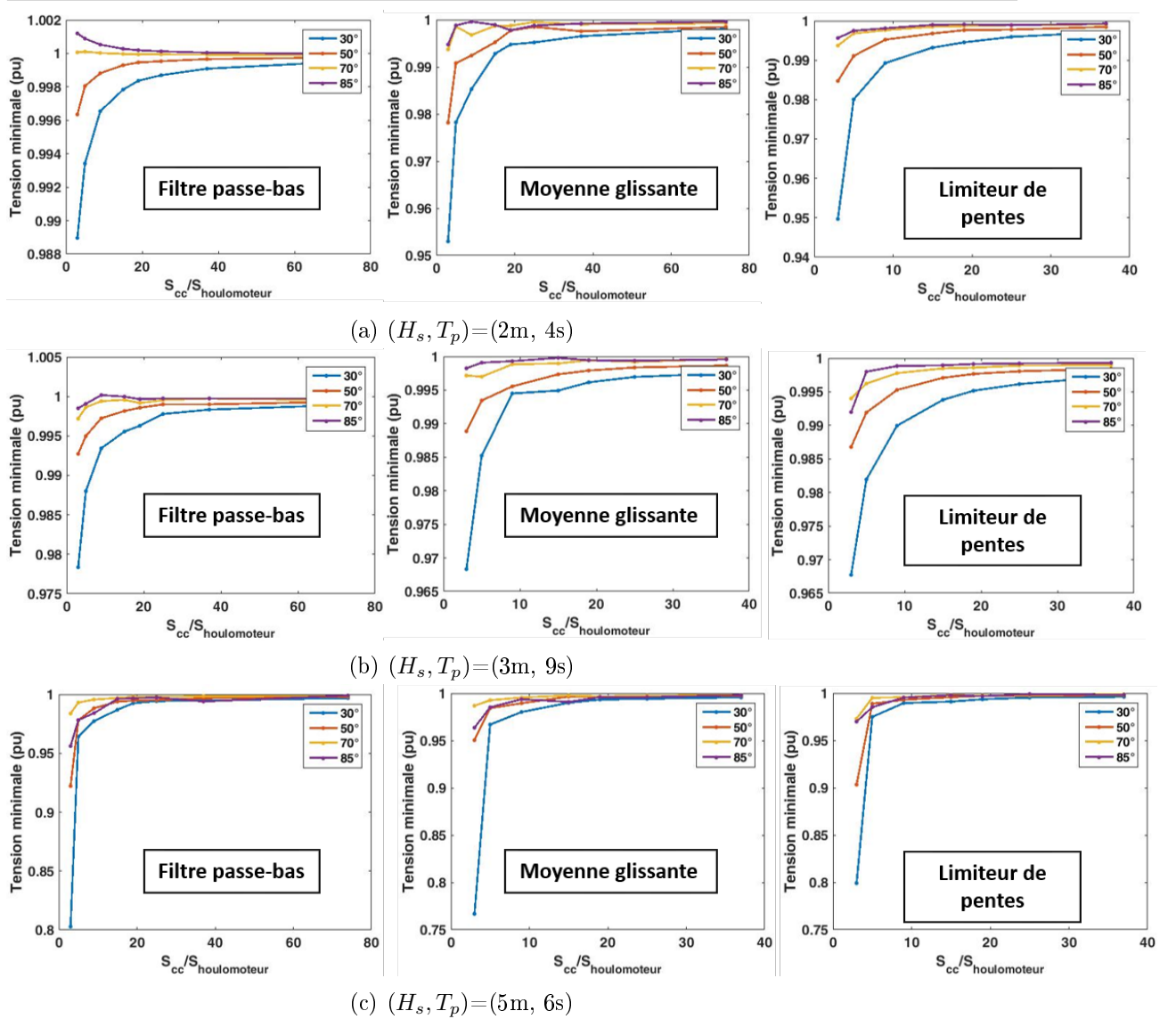


FIGURE 4.24 – Tension minimale mesurée sur une simulation en fonction de l'angle d'impédance du réseau et du ratio de court circuit $S_{cc}/S_{houlomoteur}$, pour trois états de mer, avec un système de stockage sur le bus DC

4.2.1 Connexion de plusieurs systèmes SEAREV dans le modèle wave-to-wire

La prise en compte du décalage spatial des systèmes houlomoteurs est modélisée à l'aide d'une distance (en mètres) ajoutée lors du calcul de la force d'excitation 4.37 (cf Annexe A). Ce calcul représente en effet l'action de la houle sur la structure du convertisseur d'énergie des vagues. Cette action dépend donc de la houle reçue à l'instant considéré, qui sera décalée d'un facteur spatial. Les systèmes houlomoteurs sont considérés comme étant placés en ligne, séparés d'une distance Dx (ici 500m). Cette distance est supposée suffisamment grande pour négliger les effets d'ombrage entre les houlomoteurs.

Cette approche permet de prendre en compte les vitesses de propagation différentes des ondes, ce qui modifie la forme du signal. Dans les études précédentes ([51]), l'intégralité du signal est décalée et sa forme n'est donc pas modifiée.

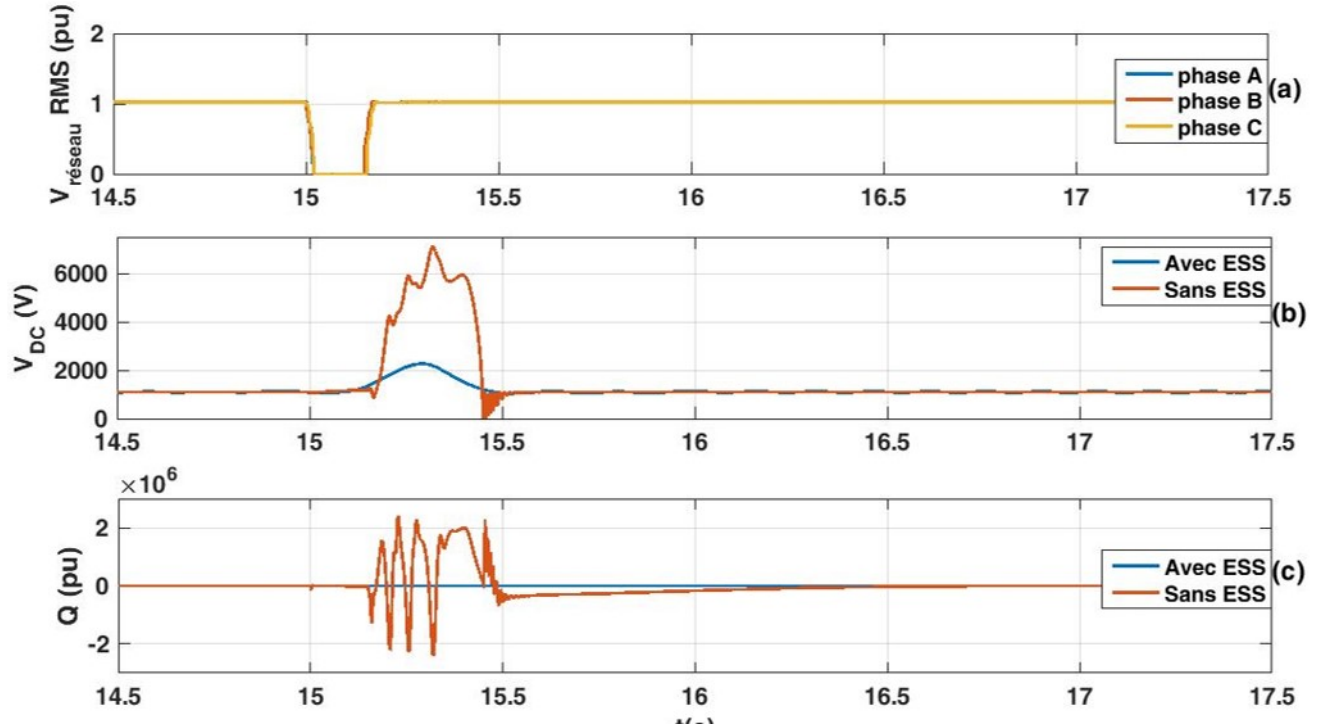


FIGURE 4.25 – Réponse de la chaîne wave-to-wire avec un système de stockage à un court-circuit triphasé de 150ms au point de connexion au réseau électrique

$$F_{ex} = \text{Im}(e^{i(k\Delta x - wt) * h_{force}}) \quad (4.37)$$

Où :

- $k = \frac{w^2}{g}$ correspond au nombre d'onde angulaire (rad/m) recalculé à l'aide de la relation de dispersion (en profondeur infinie).
- Δx est la distance séparant le système houlomoteur du système de référence (m)
- w est la fréquence angulaire (rad/s)
- h_{force} est la force exercée par la houle sur le système

Les houlomoteurs sont connectés entre eux au niveau du bus DC, comme présenté sur la figure 4.26.

La figure 4.27 permet de comparer les profils de puissance injectée au réseau électrique pour un seul système houlomoteur et pour les cas où deux puis cinq systèmes houlomoteurs sont connectés entre eux. La simulation a été effectuée pour l'état de mer de référence (moyennement énergétique) $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$.

L'effet de lissage est particulièrement repérable en regardant les profils avec un seul houlomoteur et avec deux houlomoteurs. On peut constater que la puissance s'annule beaucoup plus rarement, ce qui est bénéfique pour le réseau. Cependant, même avec plusieurs systèmes houlomoteurs, les fluctuations de puissance peuvent s'avérer importantes, ce qui est notamment mis en évidence sur le profil de puissance obtenu avec cinq systèmes houlomoteurs.

Le flicker court-terme a aussi été calculé pour ces différents cas (tableau 4.18). Plus le nombre de systèmes houlomoteurs dans la ferme augmente, plus le coefficient de flicker augmente, ce qui est en adéquation avec les résultats présentés dans [116]. Cependant,

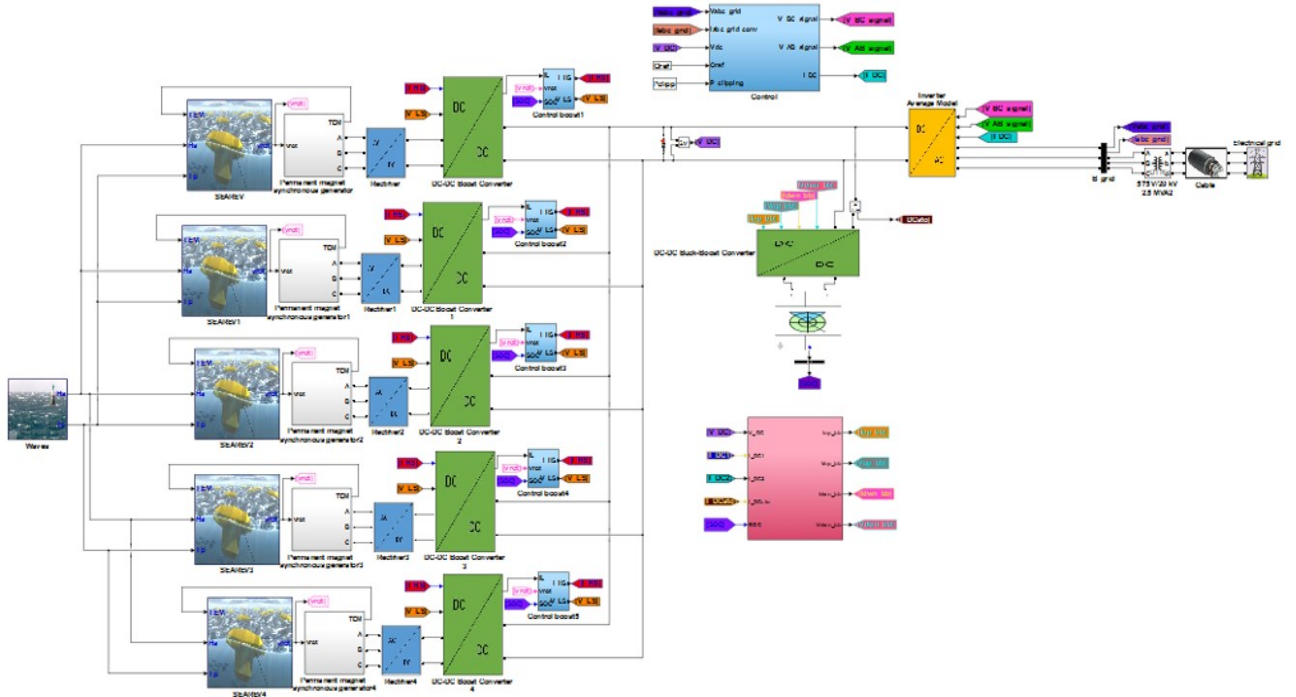


FIGURE 4.26 – Schéma du regroupement des systèmes SEAREV (sous forme de ligne, systèmes espacés de 500m)

l’hypothèse selon laquelle le ratio du flicker calculé pour une ferme sur celui calculé pour une unité seule est égal à la racine du nombre d’unité [92] n’est pas vérifiée ici, puisque l’architecture de la ferme considérée n’est pas assez compacte. Ici, pour le profil de houle considéré, le coefficient de flicker ne dépasse pas la limite autorisée, mais cette dernière risque d’être dépassée pour une ferme comportant plus de systèmes houlomoteurs et pour un profil de houle légèrement plus énergétique. Le réseau considéré pour ces simulations est un réseau intermédiaire (ratio de court circuit de 25 et angle d’impédance de 50°).

Nombre de systèmes houlomoteurs	P_{st}
1	0.16
2	0.18
5	0.24

TABLE 4.18 – Coefficient de flicker court-terme en fonction du nombre de systèmes houlomoteurs connectés entre eux.

Ces résultats confirment le besoin de solutions complémentaires pour répondre aux exigences des gestionnaires de réseau, notamment en terme de flicker, comme l’ajout d’un système de stockage.

4.2.2 Ajout d’un système de stockage dans la ferme houlomotrice

Dans un premier temps, la gestion du stockage est centralisée. Les systèmes houlomoteurs sont connectés entre eux sur le bus DC et le système de stockage est unique, il n’y a pas de redondance. Ceci permet de limiter l’ajout de convertisseurs, et limite la capacité de stockage nécessaire [115]. De plus, la proportion de pertes dans des câbles sous-marin

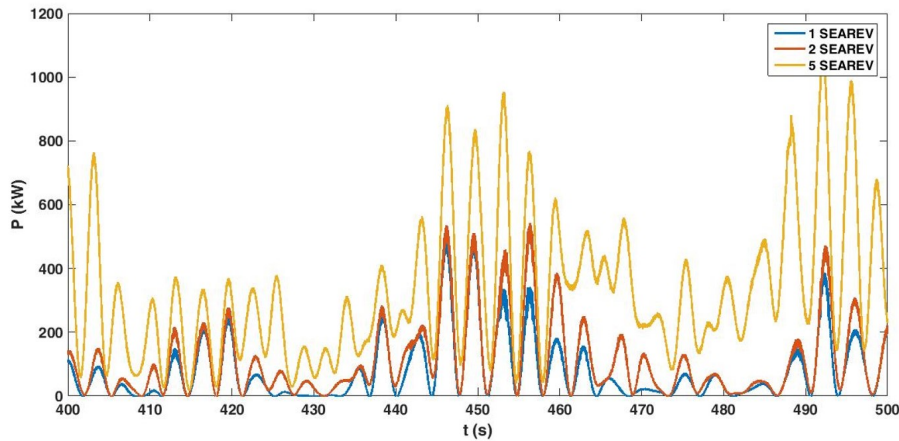


FIGURE 4.27 – Comparaison des profils de puissance injectée au réseau en fonction du nombre de systèmes houlomoteurs connectés entre eux

est ainsi moins importante.

La stratégie de stockage appliquée ici est une moyenne glissante (sur 200s).

La figure 4.28 présente les profils de puissance injectée sur le réseau électrique pour une simulation sans stockage, avec un stockage de 10kWh et un stockage de 100kWh, lorsque 5 systèmes houlomoteurs sont connectés sur le bus DC. La figure 4.29 permet de comparer l'évolution de l'état de charge des modules de supercondensateurs en fonction de la capacité du stockage.

Sur ces figures un lissage du profil de puissance peut effectivement être constaté. Lorsque la capacité du système de stockage est importante, la puissance injectée au réseau est moins fluctuante. Cependant, à $t=320s$ environ, l'état de charge du module de supercondensateurs de 100kWh devient inférieur à 20%. La puissance fournie au réseau diminue donc suivant l'algorithme mis en place pour un état de charge bas, de manière à éviter une chute de puissance trop brusque. Il en sera de même pour le profil de puissance avec un stockage de 10 kWh.

L'état de charge varie beaucoup plus rapidement et reste à son niveau maximum pendant une durée plus importante lorsque la capacité du système de stockage est plus petite. Il peut être remarqué que lorsque l'état de charge atteint sa première limite haute (80%), l'algorithme de gestion est mis en place et un léger bruit (qui est faiblement filtré sur cette figure) apparaît. Ceci est dû au changement rapide du signe de la puissance stockée. Dans ce cas là, la puissance produite par les cinq systèmes houlomoteurs est dégradée jusqu'à atteindre la valeur de la consigne de puissance à injecter sur le réseau (d'où une production moins importante).

Le tableau 4.19 regroupe les résultats du calcul de flicker court-terme réalisé pour chacune de ces simulations. Le système de stockage permet de diminuer le coefficient de flicker afin de répondre aux normes imposées, même lorsque plusieurs systèmes houlomoteurs sont connectés entre eux. Plus la capacité de stockage augmente, moins le flicker sera important.

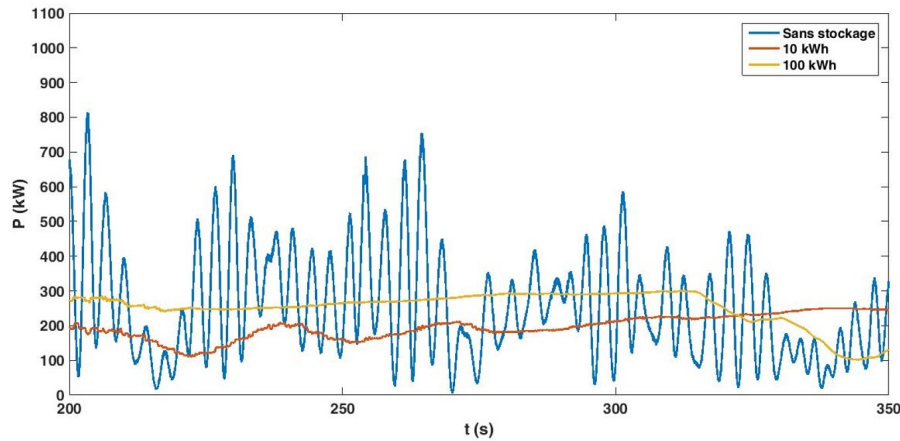


FIGURE 4.28 – Profils de puissance injectée au réseau pour différentes capacités de stockage, pour une ferme de 5 houlomoteurs

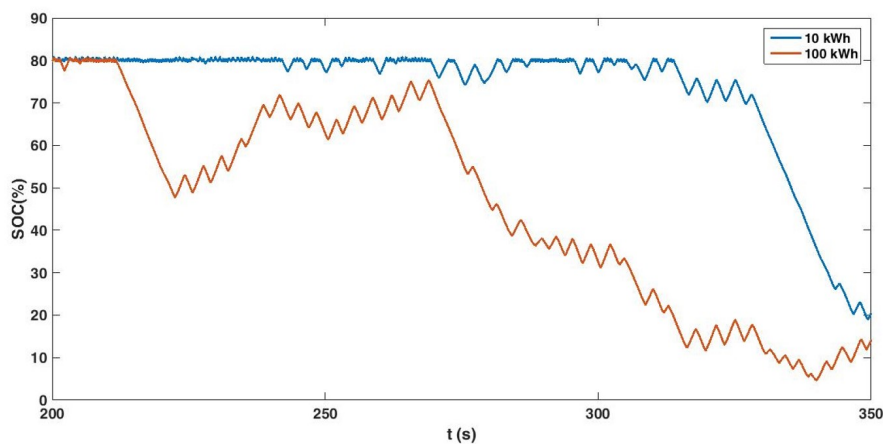


FIGURE 4.29 – Évolution de l'état de charge des supercondensateurs en fonction de la taille du stockage

4.3 Conclusion

Ce chapitre a présenté plusieurs solutions permettant de lisser la puissance produite par les systèmes houlomoteurs avant leur injection au réseau électrique : l'intégration d'un système de stockage dans la chaîne wave-to-wire et le regroupement des systèmes houlomoteurs.

Le choix du système de stockage s'est porté sur les supercondensateurs, pour leur nombre important de cycles, leur temps de réaction rapide et leur faible besoin en maintenance.

La capacité optimale pour ce système de stockage a ensuite été déterminée en optimisant l'espérance du coût sur cycle de vie grâce au modèle développé dans [51]. Des modèles de supercondensateur et de convertisseur réversible buck-boost ont ensuite été intégrés dans le modèle wave-to-wire présenté dans le chapitre 2, au niveau du bus DC. D'autres configurations pourraient être envisagées ici (intégration du stockage au point de connexion au réseau terrestre, dans la sous-station maritime, ...).

Le modèle de stockage utilisé s'appuie cependant sur plusieurs hypothèses simplificatrices.

Capacité de stockage	P_{st}
0 kWh	0.24
10 kWh	0.11
100 kWh	0.096

TABLE 4.19 – Coefficient de flicker court-terme en fonction de la capacité de stockage, pour une ferme de 5 SEAREV

Le vieillissement n'est par exemple pas pris en compte (excepté pour l'étape de dimensionnement).

Plusieurs stratégies de gestion de l'énergie dans le système de stockage ont été envisagées : un limiteur de pente, une moyenne glissante et un filtre passe-bas classique. Il a pu être constaté que, suivant la stratégie de lissage considérée, la capacité de stockage nécessaire pouvait varier fortement : l'utilisation du limiteur de pente demande par exemple une capacité de stockage plus importante. De plus, la puissance moyenne fournie au réseau sera différente : pour une même capacité de stockage, la puissance moyenne est divisée par quatre environ lorsque le limiteur de pente est utilisé. Ces différences entre les stratégies de lissage sont prépondérantes, puisqu'elles ont un impact important sur les revenus attendus. Cependant, selon les consignes du gestionnaire de réseau concerné, il peut aussi être demandé de fournir une puissance constante pendant une durée fixée, la valeur du palier de puissance étant déterminée grâce aux algorithmes de prévision.

Les appels d'offre de la CRE incluent de plus en plus la notion d'engagement de production (cf chapitre 1) : la puissance injectée sur le réseau doit suivre un profil imposé, déterminé en fonction de la prévision réalisée par le producteur. Pour l'énergie solaire par exemple, le profil de production est sous forme de trapèze (période d'augmentation de la puissance, puis stabilisation au milieu de la journée et diminution en soirée). Pour un système houlomoteur, cet engagement de production se ferait plutôt sous la forme de paliers variant en fonction de l'état de mer (donc d'une durée de l'ordre de la demie-heure).

Cette stratégie de production nécessite donc de pouvoir prévoir en avance la production à l'aide de données qui peuvent être calculées à partir du modèle WaveWatchIII par exemple 1.1.1.3. Elle peut être considérée comme une forme de lissage si la durée des paliers n'est pas trop importante (inférieure à 30 minutes) et peut donc être réalisée à l'aide des supercondensateurs. Cependant, si la durée des paliers augmente, les caractéristiques du système de stockage nécessaire seront différentes (stockage moyen terme), et il serait alors judicieux d'associer un système de stockage court-terme (supercondensateurs par exemple) avec un système de stockage moyen terme (batteries par exemple) en parallèle.

Pour obtenir une prévision de houle si précise, des projets de recherche sont en cours actuellement. Le projet "Modélisation et Analyse pour la Recherche Côtière" (MARC), par exemple, met en oeuvre le modèle MARS3D de l'Ifremer (circulation, biogéochimie et dynamique sédimentaire) et le modèle de vagues WAVEWATCH III et permet de prévoir l'état de mer heure par heure au moins 4 jours à l'avance.

L'amélioration de la qualité de la puissance à l'aide du système de stockage a ensuite pu être estimée, en terme de coefficient de flicker court terme, variations de tensions et de puissance. Il est montré que l'utilisation d'un tel système de stockage permet de réduire l'impact d'un défaut triphasé apparaissant sur le réseau électrique. Cela pourrait aussi permettre d'éviter de tirer sur le réseau les courants nécessaires au démarrage de l'installation, mais le redresseur devrait alors être complètement réversible.

Dans un second temps, plusieurs systèmes houlomoteurs ont été regroupés dans le

modèle wave-to-wire, afin d'étudier l'impact d'un tel regroupement sur la qualité de la puissance. Si les variations de puissance se trouvent atténuées, le coefficient de flicker augmente. Il apparaît donc nécessaire d'insérer un système de stockage, même dans le cas d'une ferme regroupant plusieurs systèmes houlomoteurs dispersés en mer.

Chapitre 5

Simulation temps réel et hardware in the loop

Dans le contexte du développement de nouvelles sources de production d'énergies à intégrer au réseau électrique, l'étude et la simulation des convertisseurs d'électronique de puissance vont se révéler nécessaires. En effet, ces convertisseurs qui vont jouer un rôle clé dans la transition énergétique à venir, font apparaître de nouveaux défis par rapport aux moyens de productions conventionnels.

Si la structure des convertisseurs d'électronique de puissance pose encore de nombreuses questions, le développement et l'optimisations des systèmes de contrôle et de commande sont aussi sujets à de nombreuses recherches. L'environnement réseau dans lequel seront situés ces convertisseurs d'électronique de puissance est un paramètre important, à ne pas négliger dans le cas de convertisseurs dédiés aux nouveaux moyens de production d'électricité.

La simulation d'un tel système peut rapidement devenir très chronophage. Dans ce contexte, l'utilisation de simulateurs temps-réels peut permettre un gain de temps important.

De plus, le développement de prototypes pour les premières phases de test des algorithmes de contrôle et de commande de l'électronique de puissance peut s'avérer coûteux, autant en temps et énergie que financièrement, et parfois peu pertinente. La simulation Hardware in the Loop (HiL) qui, comme son nom l'indique, consiste à insérer des équipements réels dans une chaîne de simulation, permet d'éviter cette étape tout en réalisant les tests nécessaires à la validation des programmes développés.

Ainsi, afin de valider les algorithmes de contrôle commande et les lois de gestions de l'énergie développés et d'observer le comportement des systèmes réels, le système houlomoteur a été émulé à l'aide d'un banc de test conçu sur la Plateforme Régionale de Transfert Technologique (PRTT) du CEA Tech Pays de la Loire. Ce chapitre présente donc les concepts des simulateurs temps-réel et de la simulation Hardware-in-the-Loop adaptée à l'étude d'un système houlomoteur et de son intégration au réseau électrique, ainsi que les résultats obtenus à l'aide du banc de test. Ce dernier sera aussi présenté.

5.1 Utilisation d'un simulateur temps réel

5.1.1 Pourquoi la simulation temps réel ?

Les principaux défis rencontrés pour la simulation de systèmes d'électronique de puissance sont les constantes de temps faibles inhérentes à de tels systèmes (de l'ordre de $50\mu\text{s}$), des événements de commutations lourds à calculer (notamment pour la modulation de largeur d'impulsion) et les nombreux modes fréquentiels appliqués.

Il est donc particulièrement complexe de simuler ces systèmes avec une échelle temporelle se rapprochant du temps réel.

L'objectif de la simulation temps réel est de reproduire le plus fidèlement possible le comportement du système physique au cours du temps, comme s'il se trouvait dans son environnement réel. Il s'agit de présenter au système les événements tels qu'il les percevrait dans la réalité. La durée de la simulation doit donc strictement correspondre à la durée qui s'écoule réellement. La partie de contrôle doit prendre en compte les mesures, calculer l'algorithme de contrôle et générer les signaux de commande dans un temps donné.

Les simulateurs temps réel sont regroupés en trois classes :

- Les simulateurs analogiques, utilisant des composants physiques réels à taille réduite. Les câbles de transport d'électricité sont, par exemple, simulés à l'aide de plusieurs lots de section PI (deux capacités et une inductance) [117]. Il s'agit des simulateurs temps réel historiques.
- Les simulateurs numériques utilisent quant à eux des méthodes de calcul parallèle avancées leur permettant de résoudre les équations différentielles caractéristiques du comportement des systèmes de puissance à l'échelle du temps réel.
- Les simulateurs hybrides sont constitués d'une partie simulée numériquement et d'une partie analogique de puissance connectée à un amplificateur [86].

La simulation en temps réel permet un gain de temps important au stade initial du développement d'une technologie ou du montage d'un projet, puisque les points bloquant peuvent être repérés facilement et les dispositifs dimensionnés et pré-conçus alors que le système réel est lui-même encore physiquement indisponible.

Elle permet de valider des stratégies de contrôle et de supervision et de réaliser des études d'impact sans qu'aucune modification physique ne soit nécessaire sur le système. Elle peut donc aussi s'avérer particulièrement pertinente lors de la préparation d'opérations de maintenance, permettant alors d'éviter certaines sources de coûts. La flexibilité du système est beaucoup plus importante.

5.1.2 Implémentation d'un simulateur temps-réel pour le modèle wave-to-wire

Le modèle wave-to-wire a été testé sur un simulateur temps réel numérique. Il s'agit d'un simulateur RT-Lab, développé par la société Opal-RT Technologies. Ce simulateur s'interface notamment avec Matlab/Simulink et les boîtes à outils de développement spécifique pour la simulation de l'électronique de puissance Simscape et SimPowerSystems, et permet d'exécuter les modèles sur un ou plusieurs processeurs. Il peut-être utilisé pour la simulation Hardware-In-the-Loop (HiL) et le prototypage rapide de systèmes de contrôle-commande (RPC pour Rapid Control Prototyping, software-in-the-loop).

L'architecture matérielle est divisée en deux parties principales : les stations de commande qui peuvent avoir une fonction de conception et développement (réalisation et validation

des modèles, analyse hors temps réel, réglage des interactions avec le système) et les cibles temps réel, qui sont des stations de calcul permettant d'exécuter les simulations en temps réel.

Ce simulateur permettra, outre le fait de diminuer la durée de simulation particulièrement importante à cause de la présence de modèles d'électronique de puissance dans le modèle wave-to-wire, de simuler et de valider les stratégies de contrôle implémentées lorsque le système varie au temps réel, dans un environnement physiquement plus réel (prototypage rapide des systèmes de contrôle/commande).

La cible temps réel RT-Lab a, dans un premier temps, été utilisée sur la plateforme temps réel (appelée plateforme PHiL pour Power Hardware in the Loop) gérée par l'équipe du Laboratoire des Systèmes Électriques Intelligents (LSEI) de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES - CEA). Cette plateforme permet de tester les modèles de contrôleurs et de composants physiques développés pour les systèmes électriques intelligents, dans un environnement mi-réel, mi-émulé afin de pouvoir percevoir et prendre en compte des interactions non identifiées au cours des simulations et de valider plus rapidement les stratégies de contrôles.

Sur cette plateforme, le système RT-Lab est connecté à des baies de puissance, elles-mêmes connectées au réseau électrique de distribution. Les baies de puissance (Puissance +) représentent un amplificateur de puissance quatre quadrants linéaires triphasés de 15 kVA, permettant de simuler des systèmes électriques de 115V et 230V. Lorsqu'il est associé à un système de calcul temps réel des consignes analogiques, cet outil permet l'émulation et la modélisation de réseaux électriques complexes.

Pour l'émulation de réseau en temps réel, il est possible de piloter directement les amplificateurs à partir de consignes externes analogiques (tension 0-10 V crête). Le paramétrage est donc effectué depuis l'interface utilisateur de la baie de puissance "maître" (qui comporte un générateur de signaux arbitraires, trois sorties analogiques et un amplificateur de puissance) qui communique ensuite avec deux baies "esclaves" (qui comportent uniquement un amplificateur de puissance). La figure 5.1, issue du manuel d'utilisation des baies Puissance + [118], illustre le fonctionnement en mode générateur externe.

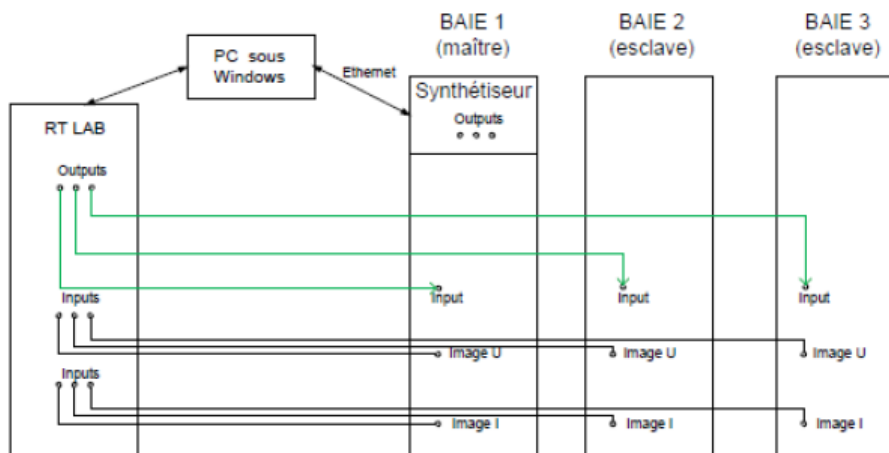


FIGURE 5.1 – Fonctionnement des amplificateurs de puissance Puissance + en mode générateur externe

Cet équipement a ainsi pu être utilisé afin d'émuler la partie réseau électrique du modèle wave-to-wire. Des simulations ont été effectuées à l'aide de ce banc de simulation temps réel avec et sans système de stockage, avec différents paramètres de réseau électrique et de câble, afin de vérifier la concordance avec les résultats des chapitres 3 et 4. Le schéma du modèle utilisé pour ces simulations est présenté en figure 5.2.

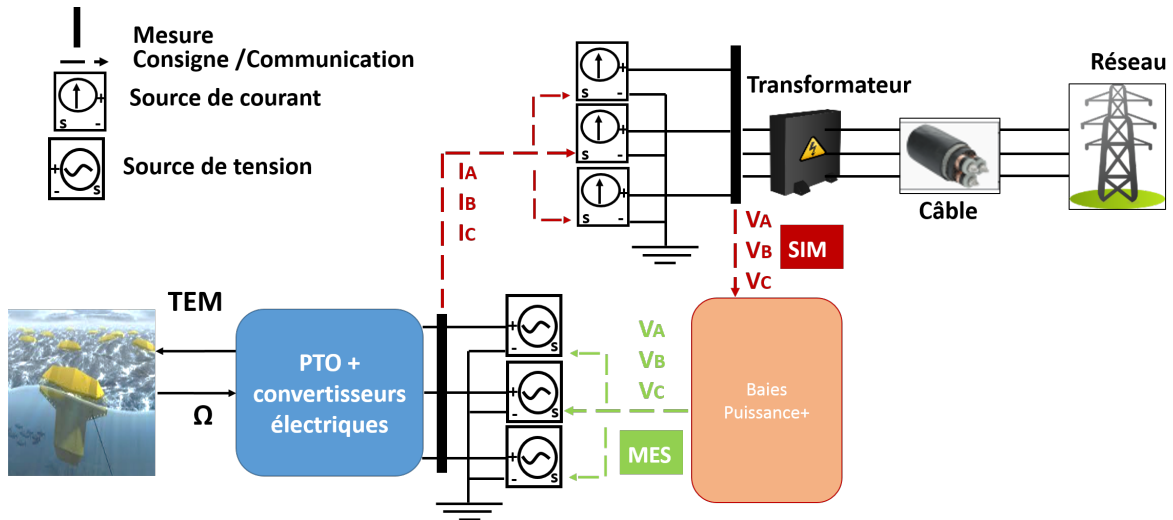


FIGURE 5.2 – Schéma du modèle utilisé pour les simulations effectuées sur la plateforme pHiL de l'INES

Sur la figure 5.3, les résultats temporels obtenus avec le banc de test pour les principaux signaux observés sont comparés avec ceux obtenus pour la même simulation mais avec le modèle seul.

Les paramètres de ces simulations sont les suivants :

- Pas de système de stockage
- Durée de simulation : 650s
- Etat de mer $(H_s, T_s) = (3\text{m}, 9\text{s})$
- Angle d'impédance : $\Psi = 50^\circ$
- Niveau de court circuit : $P_{cc} = 50\text{MVA}$
- Longueur de câble : $L = 20\text{km}$

De légères différences apparaissent entre les courbes obtenues. Le tableau 5.1 donne quelques indicateurs afin d'évaluer la conformité du modèle avec le banc de test. Si la valeur moyenne de la tension est la même (erreur de 0.02%), le courant est légèrement différent et l'erreur obtenue sur la moyenne est de 12%. Cette erreur, qui se répercute sur la valeur moyenne de puissance mesurée au niveau de l'injection au réseau (observable sur la figure 5.3), est suffisante pour que le flicker calculé (tableau 5.1) prenne des valeurs différentes. Ceci s'explique par le traitement des valeurs mesurées et des consignes envoyées sur les équipements temps réels, qui doivent être filtrées et soumises à des limiteurs de pente qui sont spécifiques à ces équipements et appareils de mesure et ne sont pas implémentés dans le modèle numérique.

Cependant, les simulations effectuées avec la plateforme temps-réel de l'INES ont permis de valider une partie des résultats obtenus à l'aide de la simulation numérique. Ainsi, des simulations ont été effectuées pour différentes longueurs de câble, différents angles de réseau et différents niveau de court-circuits, sans système de stockage. La figure

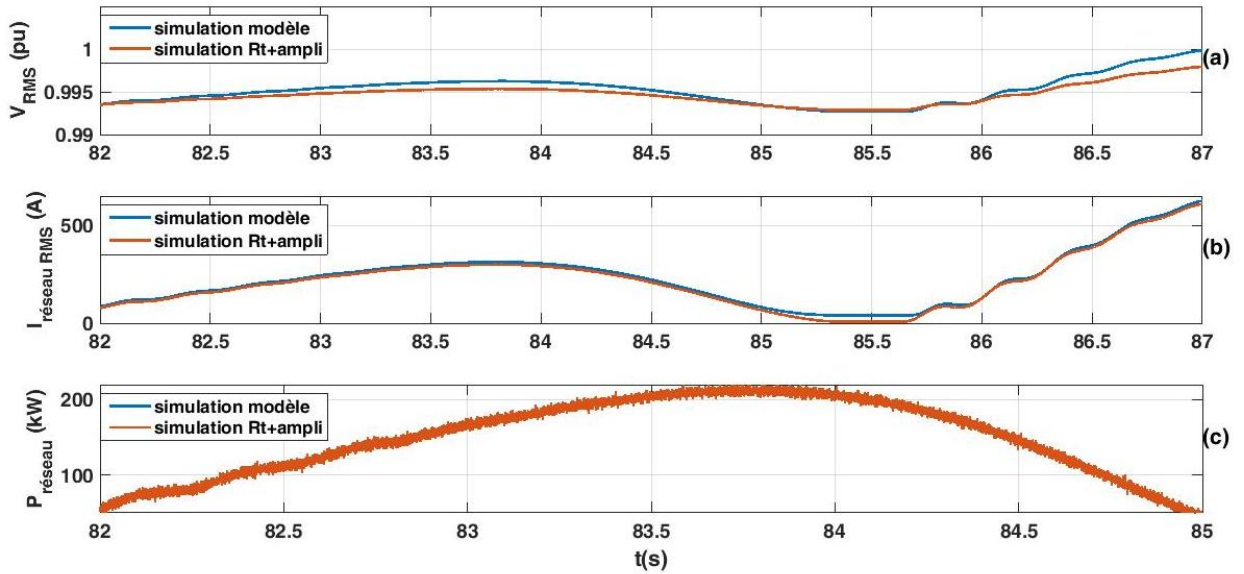


FIGURE 5.3 – Comparaison des résultats obtenus avec le banc de simulation temps réel et avec le modèle numérique

	Simulation temps réel et amplificateur de puissance	Simulation numérique
Puissance moyenne injectée au réseau (kW)	86.2	85.7
Tension moyenne (pu)	0.9941	0.9939
Courant moyen (A)	141.7	124.8
Fréquence	50 Hz	50 Hz
Flicker	0.16	0.25
Variation maximale de tension (pu)	1.02	1.01

TABLE 5.1 – Quelques indicateurs de comparaison entre une simulation temps réel et une simulation effectuée à l'aide du modèle numérique

5.4 montre les signaux de tension obtenus pour des longueurs de câble de 100 km et de 20 km.

La tableau 5.2 donne les coefficients de flicker court terme calculés pour chaque simulation effectuée. L'état de mer considéré est $(H_s, T_p) = (3\text{m}, 9\text{s})$. Les tendances observées dans le chapitre 3 pour l'évolution de ce coefficient sont confirmées : il a pu être observé que le coefficient de flicker est plus important lorsque la longueur du câble augmente, lorsque le niveau de court-circuit est plus faible et lorsque l'angle d'impédance du réseau est moins élevé.

Des simulations faisant intervenir un court-circuit (monophasé puis triphasé) de 500 ms juste en amont du câble ont aussi été effectuées. Les résultats, présentés en figure 5.5 et figure 5.6, correspondent à ceux observés précédemment avec la simulation numérique (figures 3.6 et 3.8). Le courant subit une élévation rapide avant de retrouver sa valeur normale. Pour le court-circuit monophasé, deux des trois phases sont impactées. De même, le courant des trois phases subit une chute notable, et pas seulement celui de la phase concernée par le court-circuit.

Un saut important de puissance réactive peut aussi être observé pour les deux cas de court-circuit, juste avant l'annulation du court-circuit. Les signaux retrouvent tous leurs états stationnaires lorsque le court-circuit disparaît. Le modèle temps-réel s'avère assez robuste

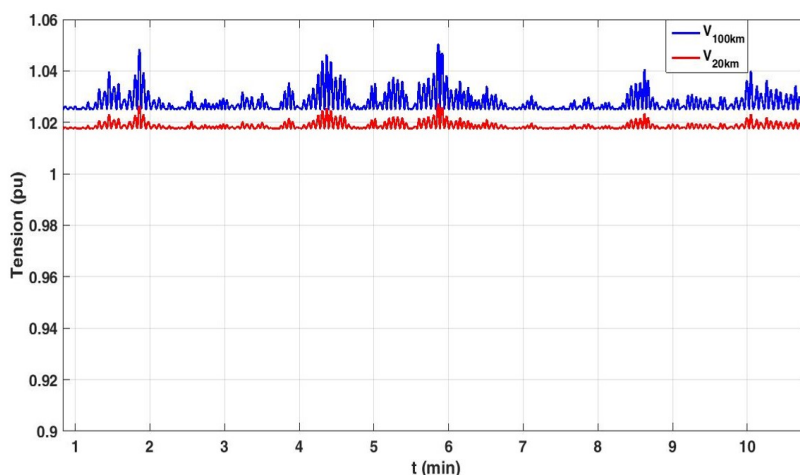


FIGURE 5.4 – Comparaison des résultats obtenus avec le banc de simulation temps réel pour différentes longueurs de câble

Simulation	P_{st}
1 : $\Psi = 50^\circ$ $P_{c.c} = 50\text{MVA}$ $L_{cable} = 20\text{km}$	0.16
2 : $\Psi = 50^\circ$ $P_{c.c} = 50\text{MVA}$ $L_{cable} = 100\text{km}$	0.26
3 : $\Psi = 50^\circ$ $P_{c.c} = 18\text{MVA}$ $L_{cable} = 20\text{km}$	0.20
4 : $\Psi = 70^\circ$ $P_{c.c} = 18\text{MVA}$ $L_{cable} = 20\text{km}$	0.18

TABLE 5.2 – Coefficient de flicker court terme P_{st} calculé pour différents paramètres de réseau pour des simulations réalisées à l'aide de la plateforme temps-réel

pour supporter un court-circuit de 500ms.

Un système de stockage a ensuite été ajouté à la chaîne. Pour des raisons de simplicité de mise en œuvre sur le modèle temps-réel, un modèle de batterie a été considéré à la place d'un modèle de super-condensateurs. La tension nominale est de 48V.

La consigne de puissance à injecter au réseau est définie comme une constante : 150 kW pour une première simulation, puis 84 kW. Cette dernière valeur correspond à la puissance moyenne produite pendant la durée de la simulation pour l'état de mer considéré (H_s, T_p)=(3m, 9s). Une troisième simulation a été effectuée avec une consigne de puissance ayant la forme de paliers d'une minute, correspondant à la moyenne de la puissance produite sur cette durée. L'énergie nominale de la batterie pour ces simulations est de 25 kWh. Cette valeur correspond à l'énergie nominale d'une batterie de véhicule électrique. La figure 5.7 présente les profils de puissance obtenus pour ces trois simulations. L'angle de réseau considéré est de 50° , la puissance de court-circuit de 50MVA et la longueur de câble de 20 km. La figure 5.8 montre les profils de courant et d'état de charge du système de stockage pour ces simulations. Comme pour les simulations numériques effectuées dans le chapitre 4, des sauts ou chutes de puissance peuvent être observés lorsque la puissance

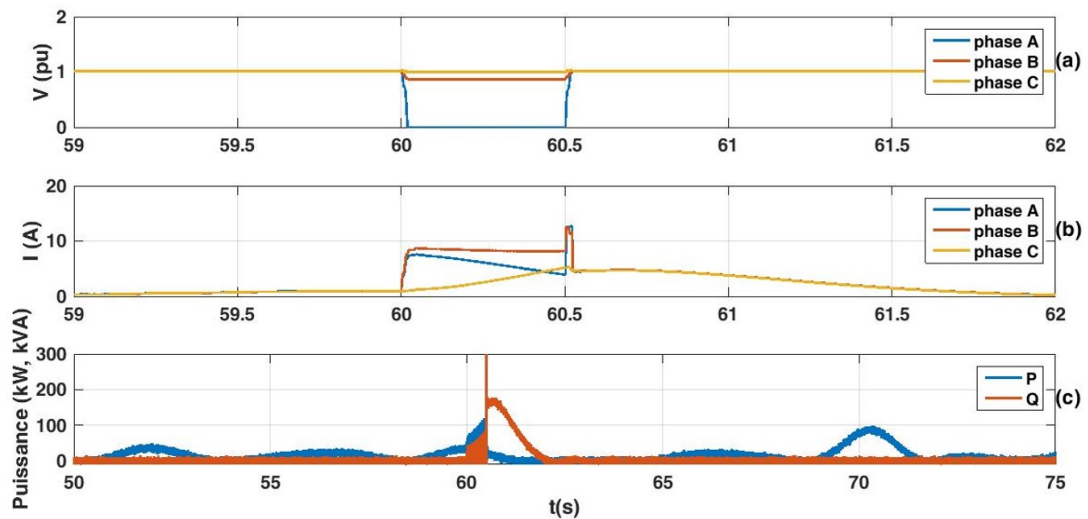


FIGURE 5.5 – Réponse du modèle temps-réel à un court circuit monophasé de 500ms sur la phase A en amont du câble

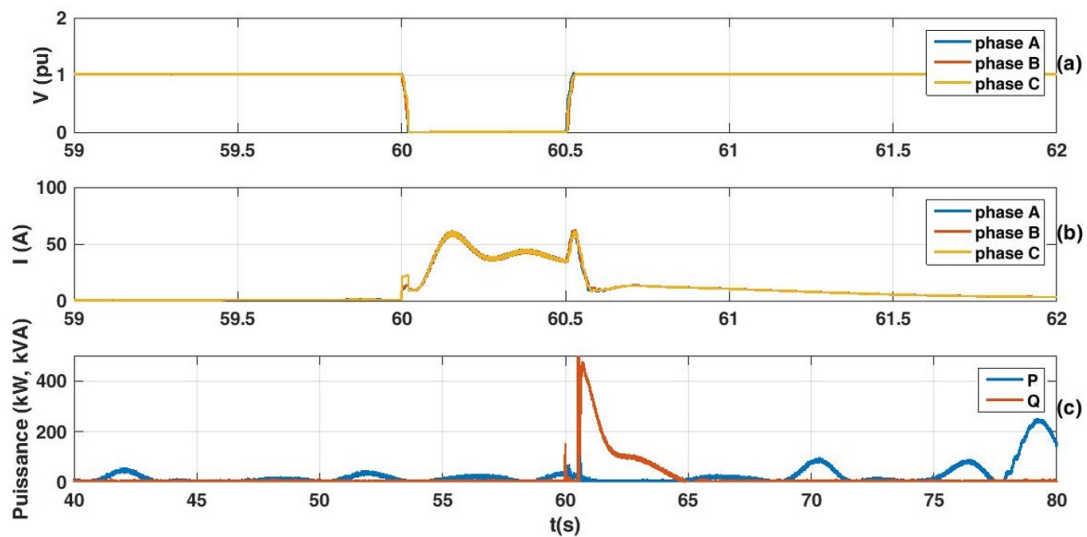


FIGURE 5.6 – Réponse du modèle temps-réel à un court circuit triphasé de 500ms en amont du câble

de stockage change de signe.

Dans un second temps, l'énergie nominale de la batterie a été modifiée : des simulations ont été effectuées pour une batterie de 960 Wh puis 480 Wh pour une consigne de puissance réseau sous forme de paliers d'une minute. Les profils d'état de charge pour les trois simulations sont présentés dans la figure 5.9. Si 1 kWh de stockage semble suffisant pour fournir au réseau une puissance variant par palier de 1 minute pour l'état de mer considéré (sur 10 minutes), un système de stockage de 0.5 kWh sera déjà trop petit.

Pour une seconde partie (et pour les simulations effectuées par la suite sur la plateforme HiL de Nantes), il a été décidé de séparer le modèle wave-to-wire en différentes parties fonctionnant à des pas de temps différents.

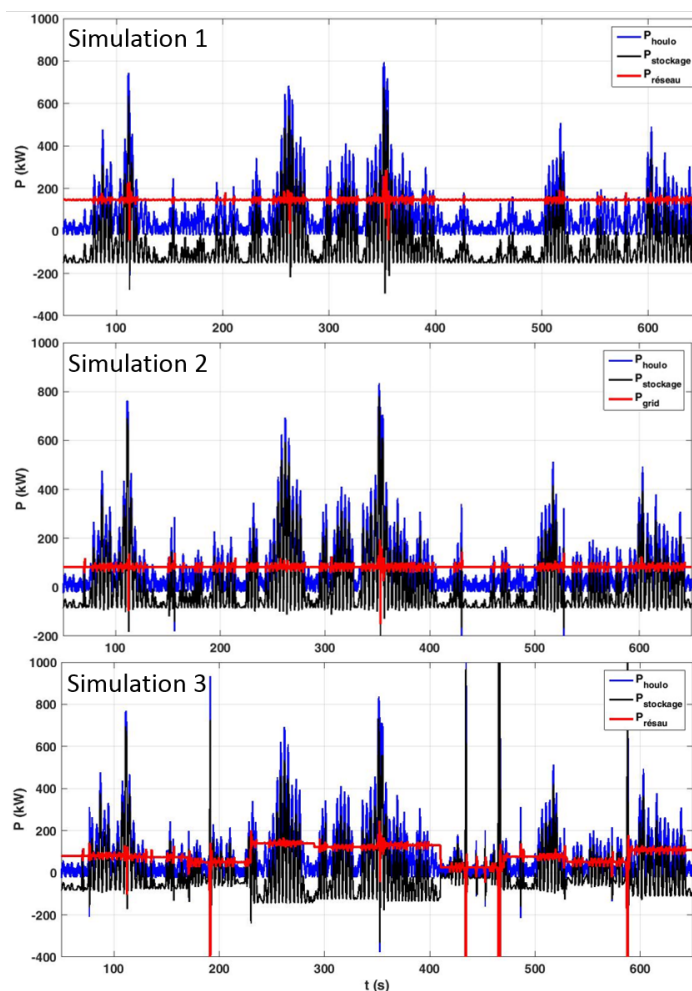


FIGURE 5.7 – Profils de puissance obtenus avec le banc de simulation temps-réel lorsqu'un système de stockage de 25kWh est intégré dans la chaîne wave-to-wire. Simulation 1 : $P_{consigne}=150\text{kW}$ - Simulation 2 : $P_{consigne}=84\text{kW}$ - Simulation 3 : $P_{consigne}=\text{paliers}$ ($P_{moy\text{produite}}$ sur 1min)

En effet, si la modélisation des systèmes d'électronique de puissance nécessite des pas de temps très fins, de l'ordre de $50\mu\text{s}$, la partie mécanique de récupération de l'énergie des vagues, faisant intervenir des calculs plus lourds, peut tourner avec un pas de temps plus important. Ainsi, la partie électrique du modèle sera considérée comme le sous-système "maître", fonctionnant à un pas de temps fin ($50\mu\text{s}$) tandis que le modèle du système houlomoteur est considéré comme le sous-système "esclave" fonctionnant à un pas de temps 10 fois plus élevé (figure 5.10). Cette architecture permet à la simulation d'atteindre plus facilement le temps réel, en utilisant moins de capacité du CPU.

5.2 Intégration d'équipements hardware réels dans le modèle

5.2.1 La simulation Hardware in the loop

La simulation HiL permet d'utiliser des composants réels à l'intérieur de la simulation d'un système complexe. Dans le cas du développement d'un système houlomoteur, et de son intégration au réseau, cette pratique permet notamment de limiter les tests en bassins

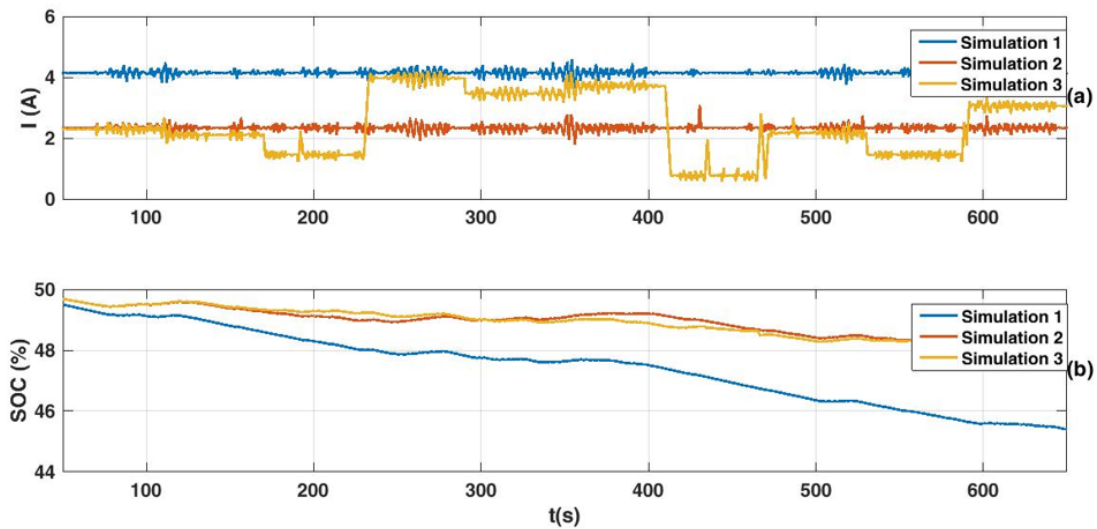


FIGURE 5.8 – Profils de courant et d’état de charge du système de stockage obtenus avec le banc de simulation temps-réel lorsqu’un système de stockage de 25kWh est intégré dans la chaîne wave-to-wire. Simulation 1 : $P_{consigne}=150\text{kW}$ - Simulation 2 : $P_{consigne}=84\text{kW}$ - Simulation 3 : $P_{consigne}=\text{paliers}$ ($P_{moy,produite}$ sur 1min)

et en mer, qui sont particulièrement onéreux pour un prototype à taille réelle. Elle offre la possibilité de tester le comportement du système entier en cas de défaut sur la chaîne, d’observer la dégradation et le vieillissement de certains composant plus sensibles, ainsi que l’effet de la température ou encore de tester différents équipements de mesure. Elle permet aussi de valider les modèles de simulation.

La simulation HIL est beaucoup utilisée dans les domaines de l’aéronautique et de l’automobile, mais plusieurs émulateurs de systèmes houlomoteurs ont aussi été présentés dans la littérature :

Un banc de test incluant une génératrice linéaire pilotée par deux convertisseurs a ainsi été développé afin de tester des systèmes sous différentes conditions marines réelles [119]. Un émulateur électrique d’énergie des vagues est présenté dans [120]. Il a été conçu afin de produire les signaux de tension tels qu’ils sont attendus en sortie de système houlomoteur à conversion électrique directe, et de les transmettre à des prototypes de convertisseurs de puissance afin d’en estimer les performances.

Dans [121], Signorelli et al. présentent les simulations HiL réalisées sur un modèle à l’échelle d’un système houlomoteur point-absorber et comparent les résultats obtenus avec le banc de test (simulation temps-réel du houlomoteur, ses mouvements étant émulés à l’aide d’un système hydraulique) à ceux obtenus à l’aide d’un modèle entièrement numérique. Une corrélation étroite est observée entre ces résultats.

Bracco et al. [122] ont, quant à eux, comparé les résultats issus de leur banc de test avec des essais en bassin (effectués à l’INSEAN à Rome) pour le houlomoteur ISWEC, qui convertit l’énergie des vagues en énergie électrique à l’aide des effets gyroscopiques d’un volant. Le gyroscope et la génératrice électrique (construits pour le houlomoteur) ont ainsi été montés sur un banc de test capable de simuler l’effet des vagues sur le système. Les simulations HiL reproduisent le comportement du prototype dans le bassin de houle avec une erreur de 10% seulement.

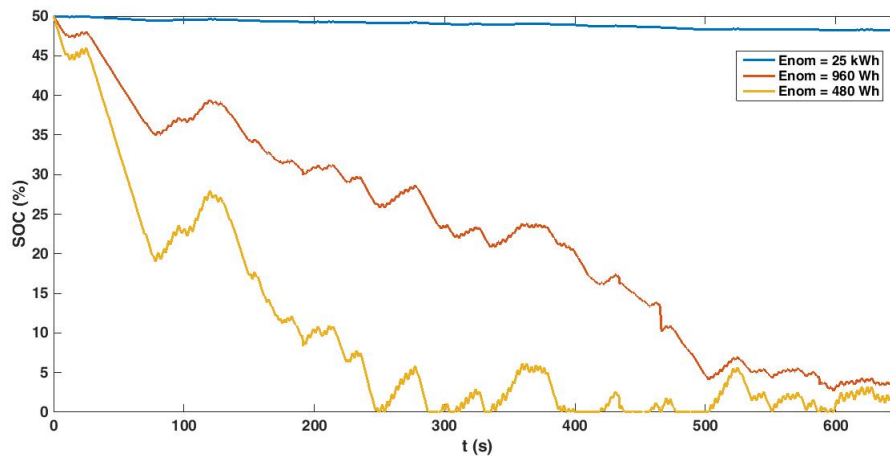


FIGURE 5.9 – Profils d'état de charge du système de stockage obtenus avec le banc de simulation temps-réel pour différentes énergies nominales du système de stockage

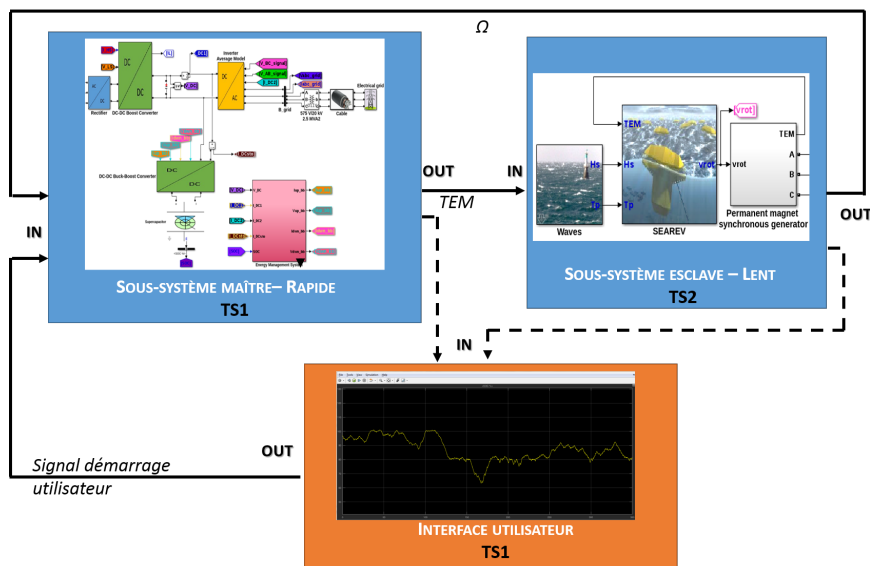


FIGURE 5.10 – Séparation du modèle en sous-systèmes fonctionnant à des pas de temps différents

Pour la conception et le contrôle de la partie de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique (PTO), particulièrement difficile à reproduire sous forme de simulation numérique, l'utilisation d'infrastructures électriques de test paraît bien adaptée et peut notamment servir à étudier la qualité de la puissance fournie au réseau électrique.

Une méthodologie est présentée dans [123] par Armstrong et al. pour l'intégration des systèmes houlomoteurs dans de telles infrastructures de test et pour l'adaptation du système aux limitations physiques de ces infrastructures. Cette procédure est illustrée à l'aide de cas d'études concernant des colonnes d'eau oscillantes et des infrastructures de recherche du groupe électricité et énergie marine (Ocean Energy Electrical Group, Beaufort Research) de l'Université de Cork. Ces dernières incluent, entre autre, plusieurs banc moteurs permettant de sélectionner le type de générateur, de concevoir des stratégies de contrôle et de

faire des analyses de qualité de puissance pour des systèmes isolés ou connectés au réseau (les banc de tests sont conçus pour être le plus flexibles possibles).

Le laboratoire SATIE de l'ENS Rennes travaille aussi sur cette thématique [124], avec la conception d'un dispositif composé de deux ponts triphasés dos-à-dos : l'un émulant la partie convertisseur-génératrice et l'autre pont émulant l'injection d'énergie au réseau. Un système de lissage réel est aussi ajouté à la chaîne. Il s'agit d'un hacheur réversible et d'un banc de supercondensateurs.

D'autres infrastructures développées dans un cadre différent pourraient aussi être utilisées pour des simulations HiL se rapportant aux systèmes houlomoteurs. L'Université de Technologie de Compiègne dispose ainsi d'un banc de test destiné à tester des stratégies de contrôle pour les petites éoliennes. Ce banc de test est notamment composé de deux machines synchrones à aimants permanents : l'une servant à émuler les caractéristiques dynamiques du vent et des pâles d'éolienne et la deuxième étant connectée en tant que générateur. Cette dernière est connectée à un redresseur à diodes afin de créer un bus DC [125]. Cette configuration pourrait par exemple être utilisée pour représenter la dynamique des vagues et du système de récupération d'énergie houlomotrice.

Ces bancs de test ont déjà permis de mettre en évidence des comportements des systèmes houlomoteurs qui n'auraient pu être détectés à l'aide des simulations numériques (en général à cause de certaines hypothèses simplificatrices utilisées afin de rendre ces simulations réalisables).

5.2.2 Plateforme SEASTORAGE

Une plateforme HiL a été développée au CEA Tech Pays de la Loire dans le cadre du projet SEASTORAGE, incluant un émulateur de réseau électrique, un système de stockage (banc de supercondensateurs) ainsi que des armoires de puissance et un banc moteur.

Cette plateforme est séparée en deux parties, pouvant communiquer entre elles.

La première partie consiste en un émulateur de sources (courant et tension) et chargeur, tandis que la deuxième partie correspond au banc moteur.

La plateforme qui constitue cette première partie est constituée d'une cible temps réel, de trois armoires de puissance Triphase (dont deux identiques) et d'un module de supercondensateurs. Un schéma de l'installation est présenté en figure 5.11.

Les équipements de puissance Triphase permettent de représenter un redresseur triphasé passif (appelé F63) ou actif (F03), suivant la baie utilisée.

L'équipement F63 comprend un circuit triphasé passif d'alimentation ainsi que deux circuits triphasés alternatifs. Ces circuits peuvent supporter des tension de 400 V et puissance de 15 kW chacun. Les circuits triphasés alternatifs sont connectés aux circuits issus du générateur ou au simulateur de réseau.

Cet équipement contient également trois circuits continus d'une puissance totale de 17 kW.

Le deuxième type d'armoires de puissance comporte lui aussi un circuit triphasé d'alimentation isolé 400V et 15kW, mais actif cette fois-ci, et deux circuits triphasés DC/AC de 400V. Ces derniers peuvent être connectés aux circuits issus du générateur ou aux sources continues. Ils peuvent aussi fonctionner en courant alternatif en tant qu'émulateur de réseau.

Les mesures de courant et tension peuvent être effectuées à une fréquence allant jusqu'à 16 kHz.

Une interface est disponible (PCI) pour la communication entre la cible temps réel RTLab utilisée et les équipements de puissance. De même, une bibliothèque spécifique permet de développer les modèles avec Matlab/Simulink de manière transparente (et donc de visualiser les performances des applications développées et vérifier les résultats directement sur Simulink).

Ces armoires de puissance permettent donc d'émuler une grande partie de la chaîne, et de tester les stratégies de commande et de gestion de l'énergie au niveau de l'intégration du système de stockage dans la chaîne. Ce système de stockage est représenté ici par trois modules de supercondensateurs d'une capacité totale de 3000 Farad pour une énergie totale disponible de 1087 Joule (tension de 2.7V).

Le banc moteur est, quant à lui, composé de deux moteurs fonctionnant l'un en face de l'autre : un moteur à induction et un moteur synchrone à aimants permanents. Cette configuration est utilisée pour émuler le PTO du SEAREV (conversion de l'énergie mécanique issue du SEAREV en énergie électrique).

La vitesse de rotation, calculée à l'aide du modèle, est imposée au moteur à induction, qui entraîne alors la machine synchrone à aimants permanents. Le couple d'amortissement imposé par cette dernière sur le moteur à induction est aussi dicté par le modèle wave-to-wire et ses régulations. Chacun de ces deux moteurs a une puissance de 110kW, une tension de 400V et un courant maximal de 191A pour le moteur à induction et 180A pour le moteur à aimants permanents. Le couple est limité à 700Nm pour des vitesses entre 0 et 1500 tours par minute. L'efficacité du moteur à aimants permanents est supérieure à 95%, et celle du moteur à induction est supérieure à 93%.

Le contrôle et la communication de ce banc moteur se fait à l'aide d'armoires de puissance Triphase permettant de travailler dans les quatre quadrants (de puissance supérieure à celles présentées précédemment). Ces armoires sont reliées à un bus DC créé par une autre application.

La figure 5.12 donne un exemple d'utilisation de cette plateforme avec le modèle wave-to-wire présenté précédemment.

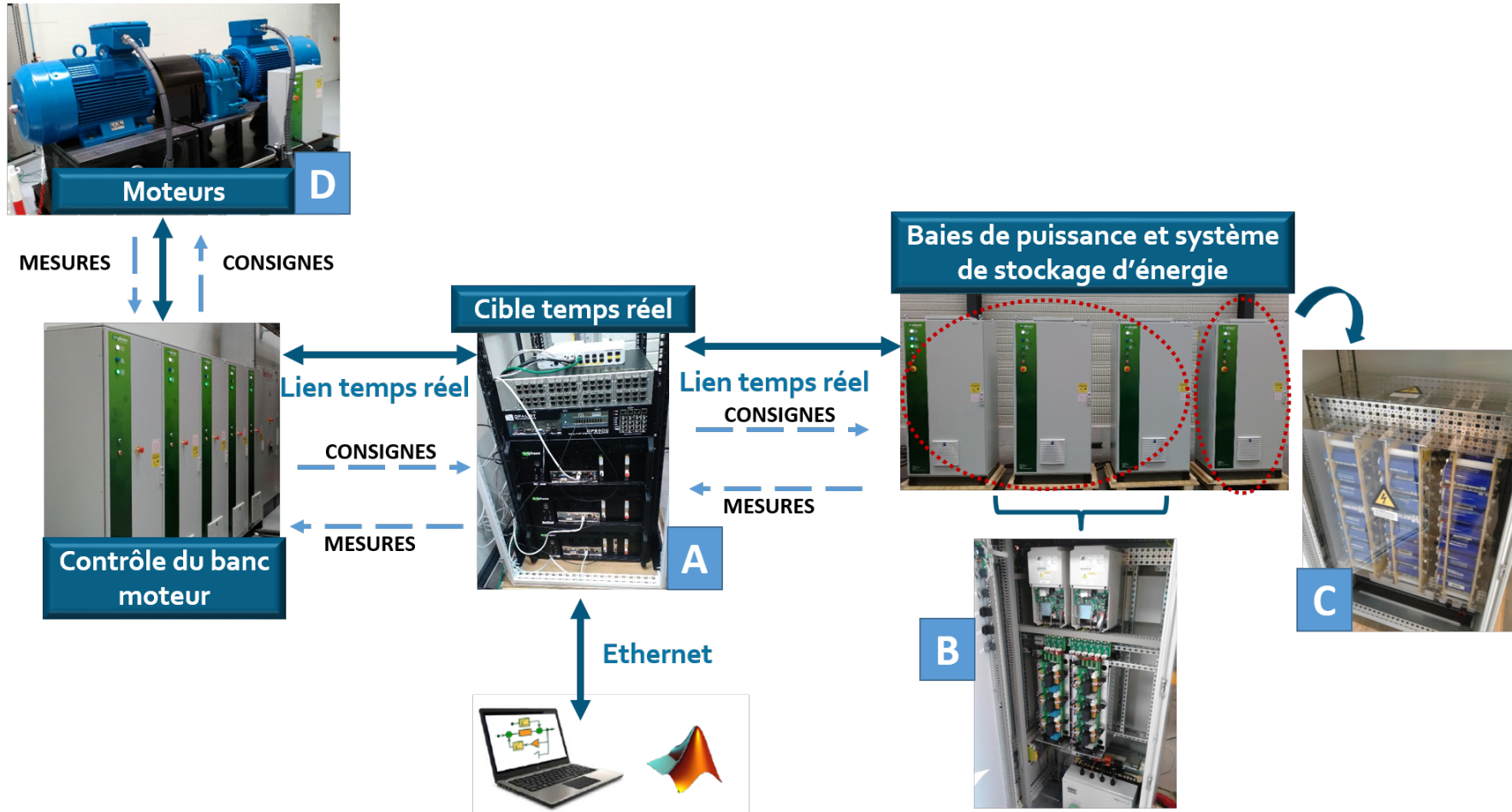


FIGURE 5.11 – Schéma de la plateforme HiL

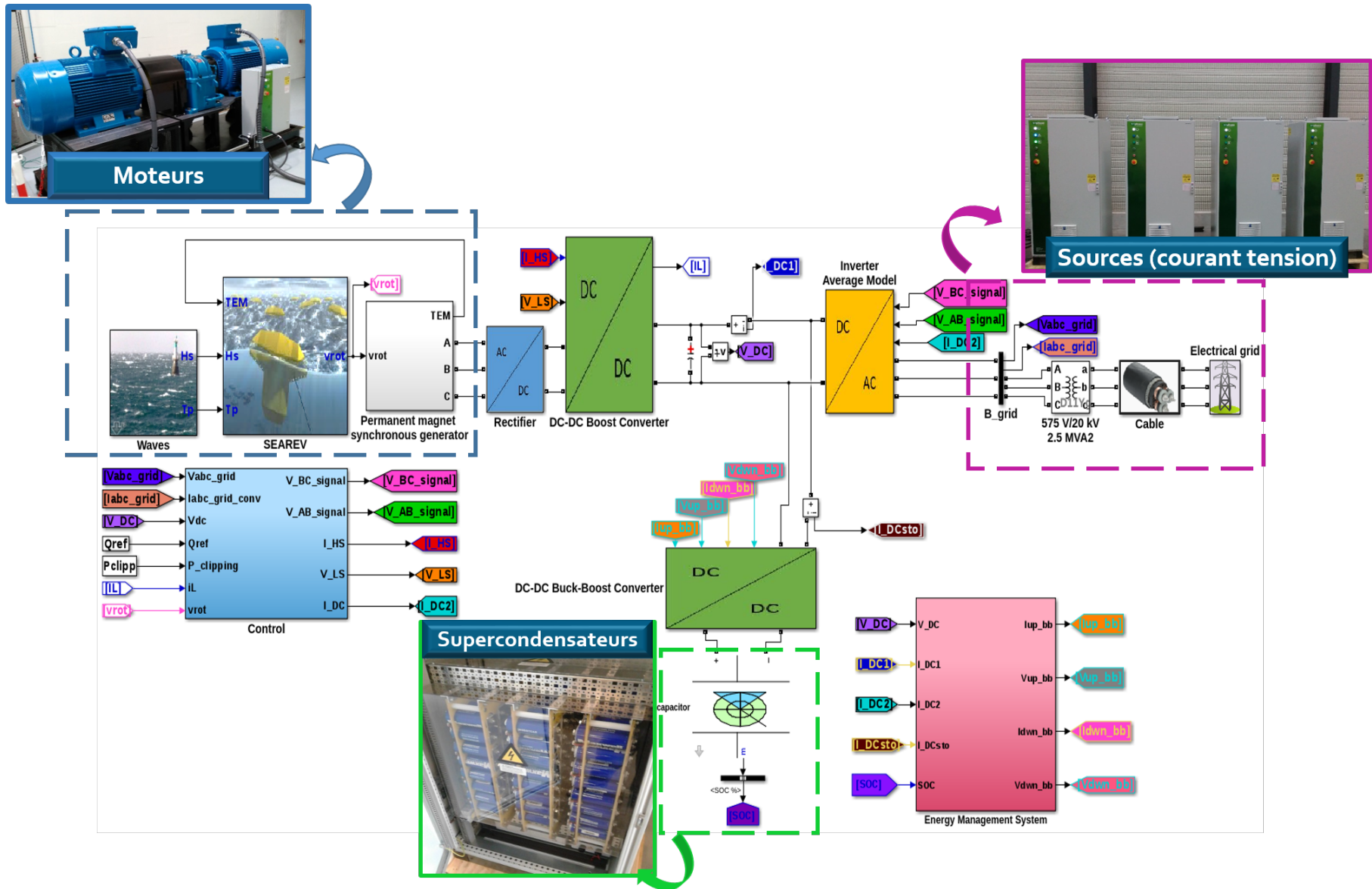


FIGURE 5.12 – Couplage du modèle wave-to-wire et de la plateforme HiL

5.2.3 Utilisation du banc d'essai - quelques résultats

Le modèle wave-to-wire a été testé à l'aide de cette plateforme HiL, dans le but de valider les stratégies de contrôle et de gestion de l'énergie.

Plusieurs modes de simulation ont été envisagés, faisant intervenir différentes parties du modèle et différents équipements de la plateforme. Ces modes de simulation sont présentés dans les figures 5.13 à 5.17. Le principe du mode 1 correspond aux simulations temps réel réalisées sur la plateforme temps réel (appelée PHiL) de l'Institut National de l'Énergie Solaire mais avec une architecture modifiée et des équipements différents. Avec le mode 2, c'est la partie stockage d'énergie qui est réalisée par l'équipement réel. Le mode 3 combine les deux premiers modes. Le mode 4 fait intervenir le banc moteur pour l'émulation du système houlomoteur et de la houle incidente. Un mode de simulation réunissant tous les équipements réels a aussi été conçu (mode 3 + mode 4), ainsi qu'un mode de simulation ne faisant intervenir aucun des équipements (boucle de simulation numérique, les entrées du modèle correspondent aux sorties mesurées au pas de temps précédent).

Le tableau 5.3 résume l'état des signaux (mesurés ou simulés) pour chaque mode.

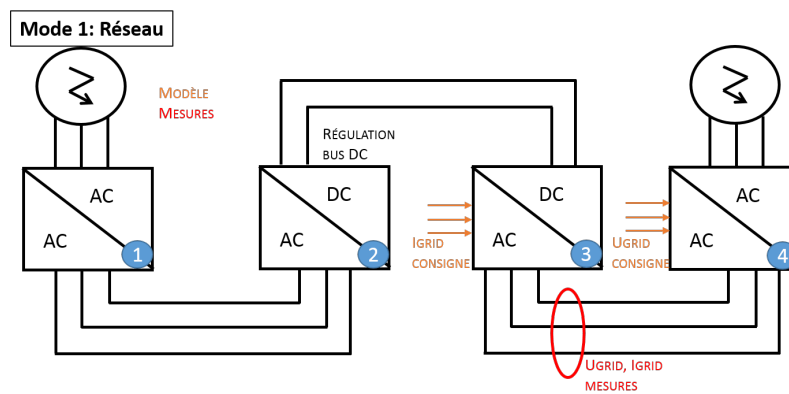


FIGURE 5.13 – Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 1

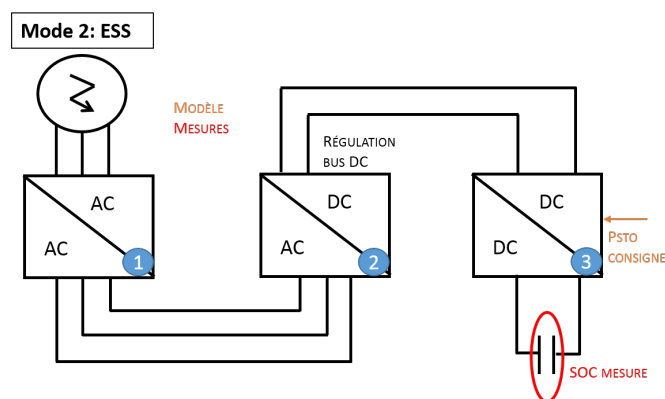


FIGURE 5.14 – Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 2

Dans un premier temps, c'est le mode 4 qui a été testé. Quelques adaptations sont nécessaires afin de travailler avec les moteurs : en effet, dans le cas d'un système houlomoteur comme le SEAREV, les vitesses imposées au rotor sont très faibles, de l'ordre de 1 rad/s (soit 10tr/min environ) pour un couple très important (de l'ordre de 1 MNm). Les

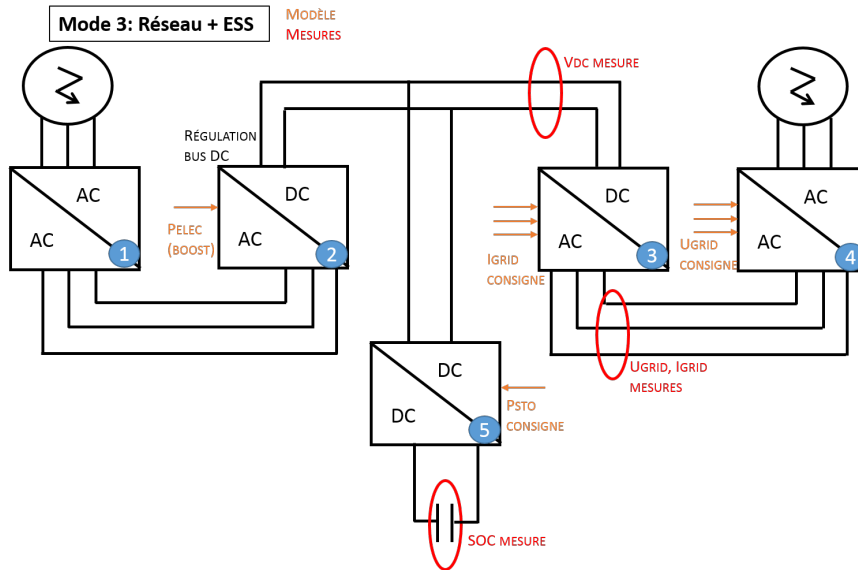


FIGURE 5.15 – Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 3

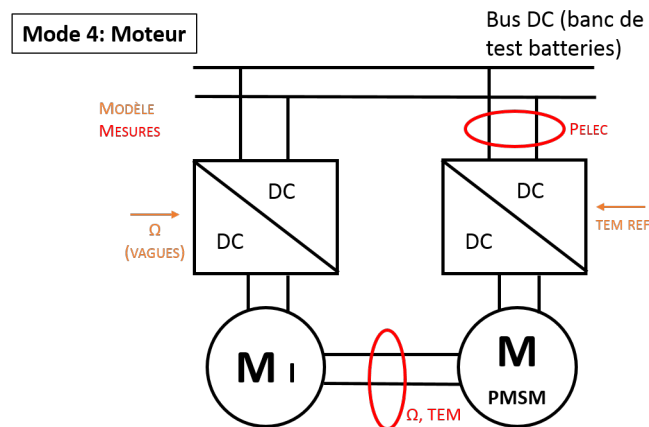


FIGURE 5.16 – Simulation Hardware in the Loop à l'aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 4

génératrices utilisées seront donc développées spécialement pour cette application. Il faut donc adapter les consignes et mesures de vitesse et de couple afin qu'elles correspondent aux moteurs plus classiques intégrés dans la plateforme HiL. Cependant, à la différence des simulations réalisées sur la plateforme pHiL décrite précédemment, les adaptations peuvent ici être réalisées des deux côtés (envoi et réception des données) et si les équipements possèdent des adaptations internes, il est fait en sorte que ces dernières ne se répercutent pas sur la mesure.

Le mode testé correspond à l'émulation de la partie mécanique par le banc moteur. Le moteur à induction permet de représenter le système houlomoteur SEAREV : sa vitesse de consigne, correspondant à la vitesse relative de rotation du pendule du SEAREV, est calculée dans le modèle wave-to-wire en fonction des mesures réalisées sur la partie réelle (hardware) au pas de temps précédent. Cette consigne étant appliquée au moteur à in-

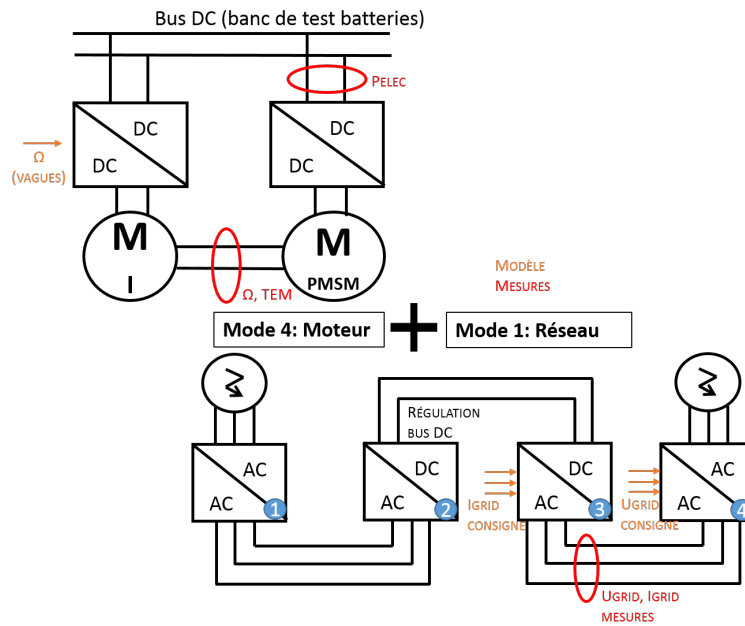


FIGURE 5.17 – Simulation Hardware in the Loop à l’aide de la plateforme SEASTORAGE - mode 4bis

Signal	Mode 0	Mode 1	Mode 2	Mode 3	Mode 4	Mode 5
Couple	S	S	S	S	M	M
v_rot	S	S	S	S	M	M
V_abc grid	S	M	S	M	S	M
I_abc grid	S	M	S	M	S	M
SOC supercondensateurs	S	S	M	M	S	M
V_DC	S	S	S	M	S	M
P_elec (boost)	S	S	S	S	M	M

TABLE 5.3 – État des signaux étudiés (simulés ou mesurés) pour chaque mode

duction, ce dernier se voit freiné par le moteur synchrone à aimants permanents auquel est appliqué un couple de consigne provenant lui aussi de la régulation effectuée dans le modèle wave-to-wire à partir des mesures réalisées au pas de temps précédent. Le reste du modèle est entièrement simulé avec la cible temps réel Opal RT (software).

La figure 5.18 présente les résultats en couple et en vitesse obtenus lors d’une simulation utilisant ce mode de fonctionnement. La figure 5.19 est un agrandissement de la figure 5.18, permettant de mieux observer la différence entre les signaux. Il peut ainsi être observé que, malgré un décalage temporel entre la consigne de vitesse et sa mesure, les profils mesurés correspondent bien aux profils demandés et la régulation déterminée dans le modèle numérique s’effectue correctement. Il peut donc être conclu que le modèle électro-mécanique développé pour la simulation wave-to-wire du houlogénérateur SEAREV représente bien les résultats qui pourraient être obtenus avec un équipement réel, et que la régulation de couple électromagnétique est assez robuste pour supporter le bruit et les aléas induits par l’utilisation d’un tel équipement et d’appareils de mesures réels.

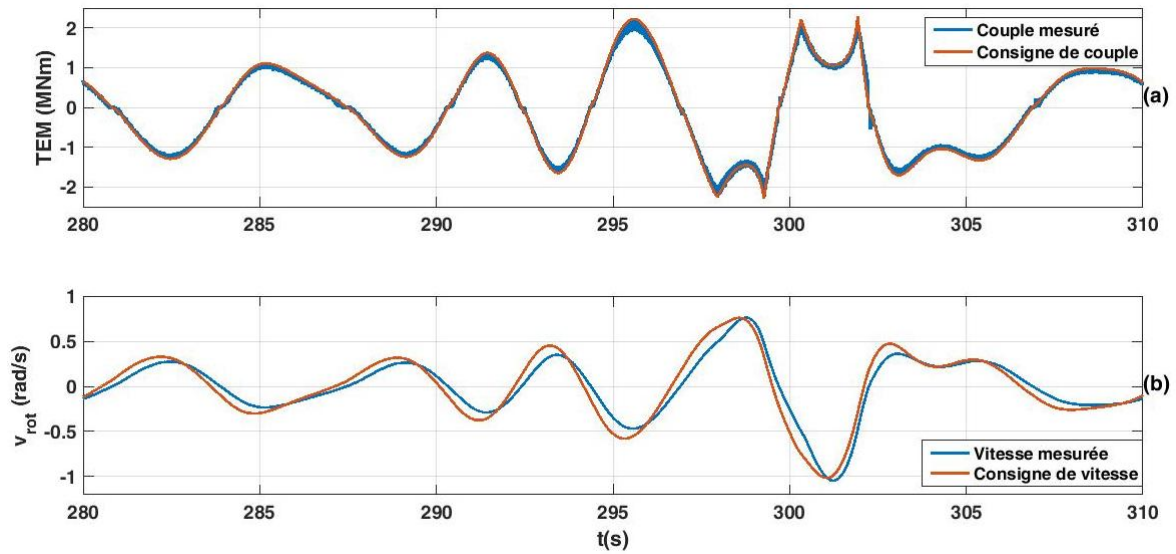


FIGURE 5.18 – Résultats de simulation effectuée selon le mode 4 (émulation du SEAREV par le banc moteur)

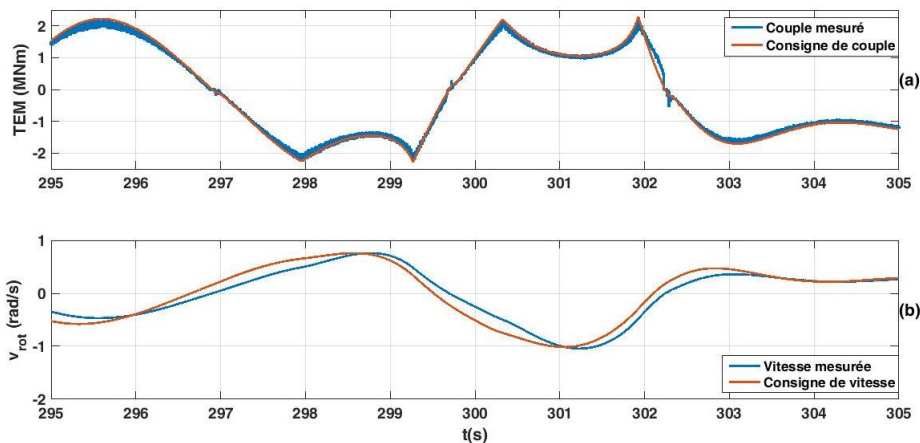


FIGURE 5.19 – Agrandissement des résultats de simulation effectuée selon le mode 4 (émulation du SEAREV par le banc moteur)

5.3 Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter les travaux réalisés sur la simulation temps réel et la simulation Hardware in the Loop. Deux plateformes de test ont été utilisées afin de valider certaines parties du modèle : la plateforme pHiL de l'Institut National de l'Énergie Solaire pour la partie simulation temps réel et la plateforme SEASTORAGE développée par la Plateforme régionale de transfert technologique (PRTT) du CEA Tech Pays de la Loire. Cette dernière est particulièrement adaptée à l'étude des systèmes de houlomoteurs de la vague au réseau électrique, puisqu'elle inclue des équipements de puissance permettant d'émuler un réseau électrique ou des convertisseurs de puissance, un système de stockage rapide (banc de supercondensateurs) et un banc de deux moteurs fonctionnant en vis-à-vis, adapté pour émuler le fonctionnement mécanique d'un houlomoteur soumis à une houle

incidente.

Grâce aux cibles temps réel utilisées, la durée de simulation a pu être réduite de manière significative et correspond au temps réel (pour le modèle tournant sous Simulink seul, la vitesse de simulation était de 0.14 secondes de simulation par seconde physique environ). De plus, ces simulations ont permis de vérifier la validité de certaines régulations implémentées dans le modèle wave-to-wire (et notamment la régulation de couple et l'écrêtage). Il a aussi pu être observé que le bruit induit sur les signaux ne perturbait pas le fonctionnement des régulateurs du modèle wave-to-wire.

Chapitre 6

Conclusion générale et perspectives

6.1 Bilan et conclusions

L'objectif de cette thèse de doctorat était de développer un outil générique permettant d'étudier l'impact des fermes de systèmes houlomoteurs sur le réseau électrique, et d'estimer l'apport de différentes solutions pour limiter cet impact, si nécessaire. Ces travaux se sont appuyés sur un cas d'étude concret : celui du système houlomoteur SEAREV développé il y a quelques années par le laboratoire LHEEA.

Dans une première partie, l'énergie houlomotrice a été présentée comme une énergie pouvant contribuer significativement au mix énergétique mondial. Cependant, les technologies sont encore au stade de développement et une des difficultés rencontrées par les développeurs de système houlomoteurs concerne la qualité de la puissance produite. En effet, cette dernière est particulièrement fluctuante, en particulier pour les systèmes à conversion électrique directe qui, s'ils ont plus efficaces que les technologies incluant une étape hydraulique supplémentaire, produisent une énergie directement proportionnelle à la ressource. On peut alors voir la puissance produite s'annuler à chaque période de houle. Le premier chapitre a aussi permis de mettre en évidence les contraintes imposées par les gestionnaires de réseau de distribution ou de transport européens en terme de qualité de la puissance injectée au point de connexion. Si un code spécifique aux énergies marines est en projet, il peut déjà être conclu que l'intégration au réseau sera un point déterminant pour le développement de l'énergie houlomotrice, à cause de la forme de la ressource primaire et des fluctuations qu'elle induit.

Afin de pouvoir quantifier l'impact d'un système houlomoteur ou d'une ferme houlomotrice sur le réseau électrique, un modèle permettant de simuler la chaîne entière, depuis les vagues jusqu'au réseau électrique, a été développé sous Matlab/Simulink (figure 2.3). La partie mécanique est représentée à l'aide d'un modèle de houle incidente venant exciter un système SEAREV (modèle hydromécanique). Un convertisseur back-to-back (AC-DC-AC) est ensuite modélisé, afin de créer un bus DC et de découpler la partie liée à la houlogénération (qui a tendance à être erratique) et la partie liée au réseau électrique. Ce convertisseur est composé d'un redresseur non commandé suivi d'un boost commandé puis d'un onduleur, lui aussi contrôlé.

Un avantage important de ce modèle est qu'il est générique et peut être appliqué à différents systèmes houlomoteurs, sous réserve d'adapter la partie hydromécanique et les boucles de régulation associées.

Le chapitre deux a donc permis de décrire ce modèle et les différents choix de modélisation

effectués ainsi que le dimensionnement des composants.

Une première boucle de régulation a été mise en place afin d’optimiser la récupération d’énergie : il s’agit de contrôler le couple d’amortissement exercé par la génératrice électrique (PTO) sur le système houlomoteur. Ce type de contrôle a précédemment été étudié pour le SEAREV dans [50] et [51]. La régulation implémentée dans cette thèse s’effectue directement à l’aide de l’électronique de puissance modélisée, et plus particulièrement du hacheur boost situé sur le bus DC.

Une deuxième boucle de régulation, mettant en jeu l’onduleur cette fois-ci, permet de réguler la tension sur le bus DC ainsi que la puissance réactive et la tension du côté du réseau électrique.

Afin d’alléger les simulations, il a été décidé d’utiliser des modèles moyens pour représenter les systèmes d’électronique de puissance commandés.

Ce modèle a permis de déterminer l’impact du raccordement d’un système houlomoteur, en terme de coefficient de flicker et de variations de tension et de puissance active. L’échelon de tension créé au point de connexion lors de la déconnexion ou de la connexion d’une unité et la capacité de l’installation à fournir une alimentation sans faille en cas de défaut sur le réseau ont également été étudiés.

Ces simulations ont été réalisées pour une unité de SEAREV soumise à différents états de mer et pour des réseaux électriques plus ou moins faibles (variations de l’angle d’impédance du réseau et du ratio de court-circuit). L’influence de la longueur du câble a aussi été estimée.

Les tendances obtenues pour ces résultats ont pu être comparées avec les résultats obtenus par A.Blavette dans son étude de l’intégration au réseau d’une ferme de colonnes d’eau oscillantes, basée sur les résultats expérimentaux recueillis dans le cadre du projet CORES [48], même si les technologies de systèmes houlomoteurs et les modèles d’architecture électrique diffèrent.

Il a pu être conclu de cette étude que la conformité aux critères de qualité de puissance injectée au réseau dépend en grande partie du réseau électrique considéré. Or, les réseaux côtiers, destinés à accueillir la puissance produite par les fermes de production en mer, sont souvent des réseaux considérés comme faibles (angle d’impédance peu élevé).

Ainsi, conformément aux résultats obtenus dans ce chapitre et dans [48] il apparaît que la puissance produite par une ferme de systèmes houlomoteurs risque, selon le réseau considéré et le nombre de systèmes houlomoteurs dans une ferme, de ne pas correspondre aux exigences de qualité de puissance des gestionnaires de réseau concernés.

Le chapitre 4 présentait donc des solutions destinées à lisser le profil de puissance injectée au réseau, de manière à améliorer la qualité de la puissance. La solution étudiée consiste à intégrer un système de stockage, ici le choix s’est porté sur un banc de supercondensateurs, dans la chaîne wave-to-wire. Des modèles de supercondensateur et de convertisseur réversible buck-boost ont donc été intégrés dans le modèle wave-to-wire et dimensionnés. Cette dernière étape a été réalisée en prenant en compte les travaux de Kovaltchouk et al. pour le développement d’un modèle permettant la détermination de l’espérance de coût d’un système de stockage en prenant en compte son vieillissement.

Plusieurs stratégies de gestion de l’énergie à l’aide de ce système de stockage ont été envisagées, et une gestion fine de l’énergie basée sur l’état de charge du stockage a été définie. Cette dernière permet de dégrader la puissance produite par le système houlomoteur, à l’aide de la régulation du couple d’amortissement exercé par la génératrice électrique sur le système mécanique, lorsque l’état de charge atteint une limite supérieure, de manière à

ce que la puissance produite correspond à la consigne de puissance à injecter sur le réseau électrique lorsque le système de stockage est complètement plein (plus besoin de stocker). Une stratégie équivalente a été mise en place pour un état de charge bas afin d'éviter une chute trop brutale de la puissance injectée sur le réseau électrique.

Le modèle ainsi complété a pu être utilisé afin d'estimer l'impact de l'ajout d'un système de stockage dans la chaîne wave-to-wire sur la qualité de la puissance. Il en ressort que ce dernier n'est pas négligeable et aide grandement à l'intégration de systèmes houlomoteurs au réseau électrique.

Cependant, un système houlomoteur n'étant pas destiné à être implanté seul en mer mais plutôt à être intégré au sein d'une ferme, le regroupement de systèmes SEAREV a aussi été étudié, ainsi que ses conséquences sur la qualité de la puissance. Si le profil de puissance en sortie se trouve lissé par rapport à celui produit par un système seul, le coefficient de flicker augmente en fonction du nombre de systèmes houlomoteurs présents dans la ferme. Il sera donc d'autant plus important d'ajouter un système de stockage pour que la qualité de la puissance de sortie puisse être conforme aux valeurs préconisées dans les codes de réseaux.

Durant ces travaux, un banc de test Hardware-in-the-Loop a été construit, permettant notamment de valider le modèle développé et les différentes boucles de régulation. Ce banc de test inclut des cibles de simulation temps réel, un banc moteur, des armoires de puissance permettant de mettre en place les régulations sur des équipements électroniques réels et un module de supercondensateurs. Ce dernier étant indisponible, la partie stockage n'a pas pu être testée, mais le banc moteur a notamment permis de vérifier la faisabilité du contrôle de couple d'amortissement.

Pour conclure, ce travail de thèse a permis de représenter la chaîne wave-to-wire d'un point de vue système. Cette représentation peut être adaptée à différentes technologies de conversion d'énergie de la houle, mais aussi à d'autres sources d'énergie. De plus, les stratégies de régulation mises en place permettent de mieux appréhender le rôle joué par l'électronique de puissance et la partie électrique de la chaîne, avant l'intégration au réseau électrique. Cette partie, bien que primordiale, est souvent traitée dans un second temps lors du développement et de la recherche concernant une nouvelle technologie de récupération d'énergie. L'outil mis en place dans ces travaux permet de le prendre en compte à un stade plus précoce et de réaliser ainsi des études de faisabilité plus poussées.

L'insertion du stockage dans la chaîne complète et des différentes stratégies de gestion (détermination de la puissance de consigne et gestion plus fine de l'état de charge) permettent de contribuer à l'étude de nouveaux systèmes électriques (réseaux intelligents, centrales virtuelles, ...) incluant des unités de stockage d'énergie.

Les travaux de cette thèse ont fait l'objet de deux publications et de présentations en conférences internationales : [52] et [53], traitant du développement du modèle wave-to-wire ainsi que des différents algorithmes de contrôle implémentés et des résultats obtenus à l'aide de ce modèle.

6.2 Poursuite des travaux en cours et perspectives

Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le contexte du développement de la plateforme régionale de transfert technologique (PRTT) du CEA, ils sont donc amenés à être pour-

suivis et exploités dans ce cadre-là.

Dans un futur proche le modèle sera testé sur la plateforme HiL complète, notamment la partie incluant le système de stockage et les stratégies de gestion de l'énergie qui n'ont pu être validées durant la thèse. D'autres configurations de la chaîne électrique pourront alors être évaluées : transport de l'énergie en courant continu, place du stockage dans la chaîne (au point de connexion à terre, dans la sous-station électrique en mer, lié à chaque unité de récupération d'énergie). D'autres systèmes de récupération d'énergie et d'autres stratégies de régulation peuvent aussi être implémentées et testées.

De même, cette plateforme HiL permettra d'étudier différentes configuration de fermes houlomotrices (architecture spatial et architecture électrique), de manière efficace, grâce à la simulation temps réel, et réaliste, avec les équipements disponibles.

Les études menées dans les travaux sur la dispersion spatiale étaient fondées sur l'hypothèse que les unités étaient suffisamment éloignées les unes des autres pour que les effets d'ombrage et de rétroaction d'une unité sur sa voisine puissent être négligés. Il paraît cependant intéressant de réaliser une étude prenant en compte ces spécificités et pour des systèmes houlomoteurs dispersés dans toutes les directions. Le contrôle de la ferme se verra alors modifié et devra être plus complexe. Des travaux ont été menés au LHEEA sur les problématiques de simulation de ferme (travaux de Francesc Fabregas-Flavia) et de contrôle collaboratif d'une ferme de houlomoteurs (travaux de Paul-Emile Meunier).

Pour une approche réseau et système de stockage, il pourrait être pertinent d'utiliser le modèle wave-to-wire développé pour optimiser l'apport du stockage d'énergie présent dans l'installation pour les gestionnaires de réseau, notamment pour la fourniture de services systèmes (gestion du plan de tension et participation à la réserve primaire de fréquence par exemple). De plus, ce modèle pourrait être couplé avec un modèle de prévision de houle afin de fournir un plan de production, comme exigé de plus en plus régulièrement dans les appels d'offres lancés par la Commission de Régulation de l'Energie en France. Ce couplage permettrait notamment de prendre en compte la dynamique et les amplitudes des erreurs de prévision et de quantifier ainsi leur impact sur le plan d'engagement.

ANNEXES

A1 : Modèle hydro-mécanique du SEAREV sous Matlab Simulink

Le modèle du système de récupération de l'énergie des vagues SEAREV permet, pour un état de mer donné (hauteur significative, H_s , et période, T_p), d'obtenir le profils des mouvements du SEAREV (translations et rotations), le profil de puissance mécanique produite et le profil de houle (élévation de surface et efforts de la houle) (figure A1). La rotation du pendule est directement utilisée en sortie de ce modèle en tant qu'entrée pour le modèle de génératrice (conversion directe). Le couple électro-magnétique fourni par la génératrice constitue lui une entrée du modèle de SEAREV. Le couplage entre la chaîne de conversion électrique et la modèle hydro-mécanique se fait donc à travers deux informations : la vitesse de rotation du pendule dans un sens, et le couple électro-mécanique dans l'autre sens. Il s'agit d'un couplage fort : toute modification de l'un ou l'autre des signaux à des conséquences importantes sur la réponse du modèle dont il constitue un signal d'entrée.

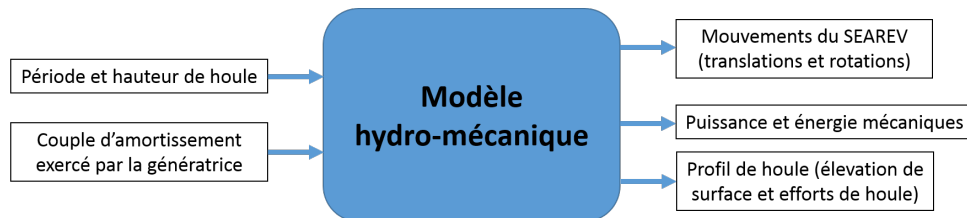


Figure A1 : Entrées et sorties du modèle

Les unités des entrées et sorties du modèle ainsi que leur ordre de grandeur sont présentés dans le tableau A1.

Il s'agit ici d'un modèle 2DHLMNL, c'est-à-dire prenant en compte un mouvement plan, à hydrodynamique linéaire (la houle incidente est cylindrique et se propage dans la direction principale du flotteur) et mécanique non linéaire (l'amplitude des mouvements est quelconque). L'intérêt de ce modèle est qu'il reste valable lorsque l'amplitude des oscillations du pendule devient grande, mais les mouvements du flotteur doivent cependant rester petits car on s'appuie sur la théorie potentielle linéarisée pour l'hydrodynamique. Le système de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique correspond ici à une génératrice électrique directement reliée au système mécanique. Sous hypothèse de houle cylindrique, le système n'a que quatre degrés de liberté : le cavalement x_g (translation horizontale), le pilonnement z_g (translation verticale), le tangage θ (rotation autour de l'axe y) et le mouvement relatif α .

L'équation différentielle correspondant à ce modèle est présentée ci-dessous (équation 1). [70]

	unité	ordre de grandeur
Hs (hauteur significative)	m	1-5
Tp (période de houle)	s	1-16
P	W	10^6
E	Wh	10^7
x et z (mouvements de cavalement et de pillonnement)	m	10^0
θ et α (angles de tangage et pendule)	rad	-1 - 1
force de la houle	N	10^7
élévation de surface	m	10^0

Tableau A1 : entrées et sorties du modèle

$$(M + \mu_\infty)\ddot{X} = F_{ex} - I - F_{PTO} - K_H X - F_P \quad (1)$$

Où

— M est la matrice (4 * 4) de masse du système de récupération de l'énergie de la houle.

$$M = \begin{pmatrix} m_b + m_p & 0 & 0 & 0 \\ 0 & m_p + m_b & 0 & 0 \\ m_p(d\cos\theta - l\cos(\theta + \alpha)) & m_p(d\sin\theta - l\cos(\theta + \alpha)) & 0 & 0 \\ -m_p l\cos(\alpha + \theta) & m_p l\sin(\alpha + \theta) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & m_p(d\cos\theta - l\cos(\theta + \alpha)) & -m_p l\cos(\theta + \alpha) \\ 0 & 0 & -m_p(d\sin\theta - l\sin(\theta + \alpha)) & -m_p l\sin(\theta + \alpha) \\ I_b + I_y + m_p(d^2 + l^2) - 2m_p d l\cos\alpha & I_y + m_p l^2 - m_p d l\cos\alpha & 0 & 0 \\ I_y + m_p l^2 - m_p d l\cos\alpha & I_y + m_p l^2 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (2)$$

— μ_∞ est la matrice de masse d'eau ajoutée (voir forces hydrodynamiques).
 — \ddot{X} est la dérivée seconde par rapport au temps (accélération) du vecteur des paramètres de position X :

$$X = (x_g, z_g, \theta, \alpha)^t$$

— F_{ex} est la force d'excitation hydrodynamique due aux vagues incidentes et diffractées.
 — F_{PTO} est la force d'amortissement exercée par le système de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique ou PTO (Power Take-Off).
 — K_H est la matrice de raideur hydrostatique.
 — I est le vecteur des coefficients I_{ijr} résultant de l'identification du terme mémoire des efforts de radiation.
 — F_P représente la composante de la force de Coriolis et de la force de gravité.

Données d'entrée du modèle et détermination des forces appliquées sur le système

Paramètres géométriques

Les principaux paramètres géométriques correspondant à la géométrie DES179 (figure A2) du SEAREV à l'échelle 1 sont résumés ci-dessous :

- Longueur = 10.0 m
- Largeur = 30 m
- m_b : masse du flotteur $m_b = 1888t$
- I_b : matrice d'inertie du flotteur $I_b = 25300t.m^2$
- m_p : masse du pendule $m_p = 293t$
- I_p : matrice d'inertie du pendule $I_p = 896t.m^2$
- l : longueur selon laquelle P (centre d'inertie pendule) décentré par rapport à l'axe vertical (PA) (longueur pendulaire) $l = 2.79m$
- d : longueur du décalage par rapport à l'axe vertical, entre le centre de gravité du flotteur G et le centre de rotation du pendule A (GA) $d = 0.94m$
- d_e : décalage horizontale de l'axe du pendule par rapport au centre de gravité du flotteur $d_e = 0.077m$
- Tirant d'eau = 8.8 m

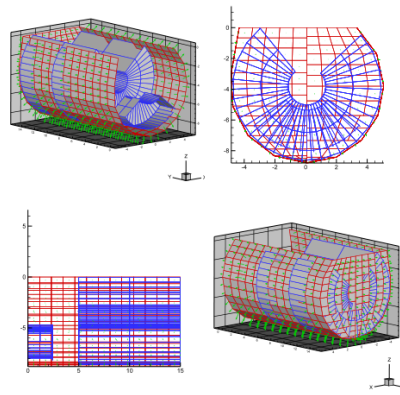


Figure A2 : Géométrie du SEAREV DES179 [69]

Paramètres de la houle

Selon le choix de l'utilisateur, la houle peut être considérée comme mono- ou multi-fréquentielle.

L'utilisateur doit donc entrer la hauteur significative (H_s hauteur de crête à crête) de la houle considérée, sa période (T_p) ainsi que le paramètre de spectre (γ) pour une houle multi-fréquentielle.

Ces données permettent de déterminer quelle vagues est considérée, comme décrit précédemment, et de calculer la hauteur de houle ainsi que sa force.

- Houle monochromatique(houle d'Airy) :
L'amplitude de la houle est calculée à l'aide de l'équation 3.

$$houle(1,1) = hauteur/2 \quad (3)$$

La force exercée par la houle sur le système est, quant à elle, déterminée par l'équation 4.

$$\begin{cases} \text{Pour } r \text{ de } 1 \text{ à } 3 : \\ h_{force}(r, 1) = 0.5 * hauteur * Famp(r, j) * \exp(i * Fphi(r, 1)) \\ \text{Et} \\ h_{force}(4, 1) = 0 \end{cases} \quad (4)$$

Où $F_{amp}(r,j)$ et $F_{phi}(r,1)$ sont les composantes de la vague sélectionnée dans le spectre et i le un nombre imaginaire tel que $i^2 = -1$.

— Houle multifréquentielle :

Un spectre de houle est ici utilisé, afin d'approcher sa forme caractéristique. Il s'agit ici du spectre JONSWAP, de la forme :

$$S(f) = \frac{A}{f^5} * \exp\left(-\frac{B}{f^4}\right) * \gamma^{\exp\left(-\frac{(f-f_p)^2}{2*\sigma^2*f_p^2}\right)} \quad (5)$$

Où

— f est la fréquence en Hz, $f_p = \frac{1}{T_p}$

— $A = \frac{5}{15} \frac{H_s^2}{T_p^4}$

— $B = \frac{5}{4*T_p^4}$

— σ est la largeur de spectre.

$\sigma = 0.007$ si la fréquence est inférieure à la fréquence de pic $\sigma = 0.009$ si la fréquence est supérieure à la fréquence de pic.

La hauteur significative est définie de la manière suivante en fonction du moment d'ordre zéro de la densité spectrale m_0 :

$$H_s = 4\sqrt{m_0} \text{ et } m_0 = \int_{-\infty}^{+\infty} (S(f)df) \quad (6)$$

Un coefficient α est défini de manière à "corriger" le calcul de la forme de la houle et de la force qu'elle exerce sur le système :

$$\alpha = \frac{H_s^2}{16 * m_0} \quad (7)$$

Ce coefficient doit être proche de l'unité.

La matrice de la forme de la houle compte donc autant de composantes que le nombre de houle et ses coefficients sont donnés par l'équation 8.

$$\text{Pour } j \text{ allant de 1 au nombre de houle : } h_{oule}(1, j) = \sqrt{2 * \alpha * S(j) * df} * \exp(i * Fal(j)) \quad (8)$$

Où :

$Fal(j)$ est la phase initiale, obtenue en utilisant un générateur de nombres aléatoires entre 0 et 2π et $\sqrt{2 * \alpha * S(j) * df}$ représente l'amplitude de chaque sinusoïde de la houle.

La force exercée par la houle sur le système est une matrice (4 x nombre de houle) donnée par l'équation 9.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Pour } j \text{ de 1 au nombre de houle :} \\ \quad \text{Pour } r \text{ de 1 à 3 :} \\ \quad \quad h_{force}(r, j) = \sqrt{2. * alph * S(j) * df} * F_{amp}(r, j) * \exp(i * (F_{phi}(r, j) + Fal(j))) \\ \quad \quad h_{force}(4, j) = 0. \end{array} \right. \quad (9)$$

Force hydrostatique et matrice de raideur hydrostatique

La force hydrostatique, due à la poussée d'Archimède, peut être exprimée sous la forme suivante :

$$F_H = -K_H X \quad (10)$$

Où K_H est la matrice de raideur hydrostatique, matrice (4*4) à coefficients constants. Seule une partie de cette matrice est non nulle, et on écrit en général :

$$K_H = \begin{pmatrix} K_{h11} & K_{h12} & K_{h13} & 0 \\ K_{h21} & K_{h22} & K_{h23} & 0 \\ K_{h31} & K_{h32} & K_{h33} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (11)$$

Les coefficients de la matrice hydrostatique sont déterminés à l'aide du programme fréquentiel AQUADYN. Il s'agit d'un programme développé à l'école Centrale de Nantes pour l'analyse hydrodynamique des corps flottants [126].

AQUADYN est un code basé sur la méthode des éléments de frontière qui permet de calculer des coefficients hydrodynamiques à partir de la théorie de la diffraction-radiation tridimensionnelle.

Un exemple des coefficients non nuls de la matrice de raideur hydrostatique est donné ci-dessous :

$$\begin{pmatrix} 50000 & 0 & 0 \\ 0 & 225.10^4 & 112.10^5 \\ 0 & 112.10^4 & 234.10^5 \end{pmatrix}$$

Il n'y a pas de raideur hydrostatique dans le plan horizontal, le coefficient (1,1) correspond à une raideur d'ancrage.

Efforts hydrodynamiques

Les efforts hydrodynamiques sont décomposés en trois composants [2] :

- Efforts de pression hydrodynamique de Froude-Krylov, correspondant au potentiel de la houle se propageant en l'absence de corps
- Efforts de diffraction, qui correspondent au champ de houle qui serait réfléchi par le flotteur s'il était fixe
- Efforts de radiation pour le champ de houle émis par le flotteur en mouvement en eau calme

Les efforts de Froude-Krylov et de diffraction sont appelés efforts d'excitation.

Les efforts de radiation sont la somme d'une composante proportionnelle à l'accélération et d'une composante proportionnelle à la vitesse du flotteur. Le coefficient associé à la partie accélération est la masse d'eau ajoutée et celui associé à la vitesse est le coefficient d'amortissement des vagues.

$$F_R(t) = -\mu_{\infty,i} \ddot{X} - \int_0^t K(t-\tau) \dot{X}(\tau) d\tau \quad (12)$$

La matrice de masse d'eau ajoutée est ici une matrice (4*4) à coefficients constants, dont les coefficients sont déterminés en utilisant des codes de résolution numérique comme, par exemple :

- ACHIL3D, développé au LHEEA de l'ECN, pour le domaine temporel.
- AQUAPLUS, développé aussi au sein du LHEEA, pour le domaine fréquentiel.

Pour la partie liée au coefficient d'absorption des vagues, ou terme de mémoire, il apparaît un produit de convolution qui est simplifié à l'aide de la méthode de Prony. [70] Le terme de convolution dans l'expression des efforts de radiation peut donc être mis sous la forme :

$$\int_0^t K(t-\tau)\dot{X}(\tau)d\tau = I(t) \quad (13)$$

avec :

$$\begin{cases} I(t) = \left(\sum_{j=1}^6 \sum_{r=1}^{N_{ij}} I_{ijr}(t) \right)_{i=1,6} \\ \dot{I} = \beta_{ijr} I_{ijr} + \alpha_{ijr} \dot{Y}_j(t) \\ I_{ijr}(0) = 0 \end{cases} \quad (14)$$

α et β sont des coefficients complexes. Ils sont calculés à l'aide à l'aide d'ACHILD3D ou d'AQUAPLUS et constituent les données d'entrée pour le calcul des efforts de radiation.

Pour résoudre le problème de diffraction-radiation, ces codes sont aussi utilisés afin de déterminer les efforts de Froude-Kyrlov et de diffraction. Le code ACHIL3D doit être légèrement modifié pour traiter le problème de diffraction.

En utilisant le code dans le domaine temporel, pour une houle régulière (onde monochromatique) on obtient :

$$F_{ex}(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} (K_0(t-\tau) + K_7(t-\tau))\eta_0(\tau)d\tau \quad (15)$$

Où K_O représente les efforts de Froude-Kyrlov, K_7 les efforts de diffraction et η_0 la déformation de la surface libre associé au potentiel de houle incidente, au point O, soit :

$$\eta_0(t) = A \cos(\omega t) \quad (16)$$

où A est l'amplitude de la houle et ω sa phase [70].

Pour simuler numériquement la houle irrégulière un spectre de houle est utilisé : la houle est considérée comme la superposition de N ondes monochromatiques de fréquence f_i , régulièrement espacées d'un pas δf , de phases initiales ϕ_i et d'amplitudes élémentaires a_i .

Les phases initiales ϕ_i sont obtenues en utilisant un générateur de nombres aléatoires entre 0 et 2π .

Le signal ainsi reconstruit présente les mêmes caractéristiques statistiques qu'un signal réel et peut ainsi être utilisé pour les simulations numériques.

Les données d'entrée pour le calcul de la force d'excitation sont donc :

- Un spectre de vague avec le nombre d'ondes considérées (Nw),
- la fréquence de chaque vague (w)
- l'amplitude du mouvement par mètre de houle (3 composantes)
- la phase (3 composantes) correspondant à cette vague.

L'utilisateur du programme entre lui-même la hauteur et la période de l'état de mer considéré dans son étude. Ceci permet de déterminer quelle vague est considérée dans le spectre (la vague de fréquence inférieure à celle entrée par l'utilisateur est utilisée). L'utilisateur du programme a la possibilité de choisir une houle mono- ou multi- chromatique.

La force d'excitation, F_{ex} ainsi que la forme de la houle, h , sont données par les calculs suivants :

$$F_{ex} = Im(\exp(i\omega(t)) * h_{force}) \quad (17)$$

$$h = Im(\exp(i\omega(t)) * houle) \quad (18)$$

Où

- h_{force} et houle sont données par les équations 3 et 4 pour une houle mono-fréquentielle et 8 et 9 pour une houle multi-fréquentielle.
- ω est la fréquence de la houle considérée.

Force de Coriolis et force de gravité

La composante représentant les forces de Coriolis et de gravitation est une matrice dont la forme est donnée par l'équation 19 suivante :

$$F_p = \begin{pmatrix} m_g * (l(\dot{\theta} + \dot{\alpha})^2 \sin(\theta + \alpha) - \dot{\theta}^2 (d\sin(\theta) + d_e \cos(\theta))) \\ m_g * (l(\dot{\theta} + \dot{\alpha})^2 \cos(\theta + \alpha) - \dot{\theta}^2 (d_e \sin(\theta) + d\cos(\theta))) \\ m_g * l(\sin(\theta + \alpha) + \dot{\theta}^2 (-d\sin(\alpha) + d_e \cos(\alpha))) \\ m_g * (l(g\sin(\theta + \alpha) + \dot{\theta}^2 (-d\sin(\alpha) + d_e \cos(\alpha)) + \dot{\theta} + \dot{\alpha}(d\sin(\alpha) - d_e \cos(\alpha))) - g d\sin(\theta)) \end{pmatrix} \quad (19)$$

α et θ sont les deux dernières composantes du vecteur des paramètres de position X. θ est l'angle de rotation permettant de passer du repère d'expression des efforts R_f au repère lié au flotteur R_b et α est l'angle de rotation permettant de passer du repère R_b lié au flotteur au repère lié au pendule, R_p .

Force exercée par le Power-Take-Off (PTO)

Le PTO est défini comme électrique dans ce modèle. Ceci signifie que la génératrice électrique est directement reliée au système de récupération de l'énergie des vagues.

La force du PTO correspond donc au couple exercé par la machine sur le système (amortissement), mesuré en sortie de génératrice électrique.

Calcul de la matrice de masse et du vecteur des paramètres de position

La matrice de masse est calculée avec les coordonnées du vecteur des paramètres de position X, suivant la formule donnée par l'équation 2.

Le vecteur accélération, ddX , peut ensuite être calculé grâce au principe fondamental de la dynamique (équation 1) :

$$(F_{EX} + F_{RAD} + F_{PTO} + F_p + F_H) * inv(M) = ddX \quad (20)$$

L'accélération est ensuite intégrée pour calculer la vitesse au pas de temps considéré, utilisée ensuite pour les calculs de F_{RAD} , F_{PTO} , F_p et de la puissance, au pas de temps suivant. L'intégrale de la vitesse permet, quant à elle, de déterminer les coordonnées du vecteur des paramètres de position, utilisé pour calculer F_p , F_H et M au pas de temps suivant.

Architecture du modèle Simulink

Le modèle du SEAREV sur Simulink permet de calculer l'élévation de la surface libre, les efforts exercés par la houle sur le système, la puissance et l'énergie en sortie du PTO et le mouvement du SEAREV (translations et rotations). La figure A3 présente l'architecture du modèle développé.

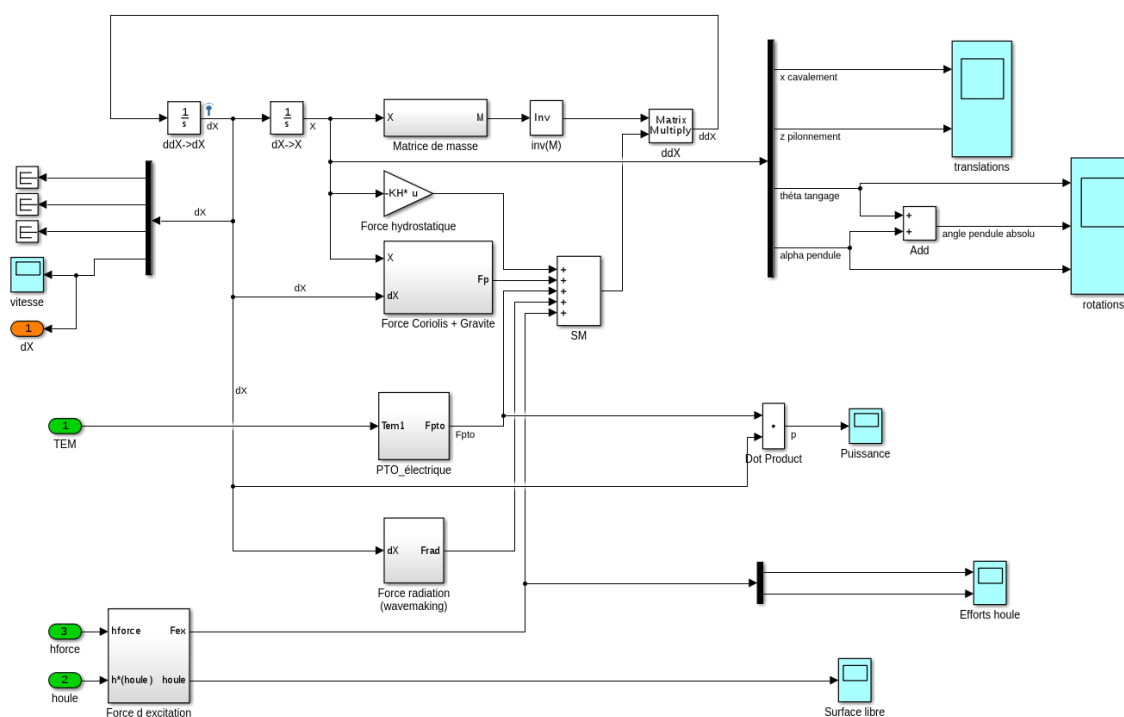


Figure A3 : Schéma Simulink du modèle hydrodynamique du SEAREV

Limites du modèle

Le modèle présenté ici est un modèle assez simple, basé sur plusieurs hypothèses qui peuvent introduire des limites sur l'étude des signaux de sortie ou pour l'utilisation du modèle en tant que "boîte noire" dans un autre modèle.

- Tout d'abord, le contrôle du houlomoteur n'est pas forcément un contrôle optimal. Les convertisseurs de l'énergie des vagues, WECs, de type « point absorber » sont des oscillateurs mécaniques dont les performances augmentent lorsque la fréquence des vagues approche leur fréquence propre. La surface de la mer étant caractérisée par un spectre de fréquence continu, l'efficacité de ces systèmes n'est pas optimale à chaque instant et il paraît ainsi nécessaire d'introduire un système de contrôle dans les appareils, de manière à récupérer le maximum d'énergie en adaptant la réponse du système à l'excitation induite par les vagues.

Il a été montré que pour maximiser la production d'énergie, une condition est de garder la vitesse en phase avec la force d'excitation, ce qui a amené l'introduction d'un contrôle de phase, ou contrôle par verrouillage (latching), qui consiste à bloquer le mouvement du corps de l'appareil au moment où sa vitesse s'annule, à la fin d'une oscillation, et attendre le meilleur moment pour le relâcher. Il s'agit d'un contrôle discret, tout-ou-rien.

Le modèle Simulink ne prend pas en compte ce contrôle. Son introduction changerait certainement la forme des signaux de sortie du modèle. Cependant, une des spécificités importantes du modèle considéré est le contrôle du couple d'amortissement à l'aide de systèmes d'électronique de puissance. Ce contrôle est l'un des points clés de l'étude présentée dans ce document.

- Les mouvements du flotteurs doivent être petits, afin de correspondre à la théorie potentielle linéarisée utilisée ici.
- Le modèle ne prend en compte que quatre degrés de liberté pour le SEAREV (cas 2D), alors que six degrés de libertés pourraient être considérés (cas de la houle multidirectionnelle).

A2 : Vérification de la conformité du flickermètre utilisé dans le modèle wave-to-wire

Les couples de paramètres spécifiés dans la norme CEI 61000-4-15 [93] pour le test du flickermètre pour un réseau dont la fréquence est de 50Hz et la tension de la lampe 230V sont précisés dans les tableaux B1 pour une série temporelle de tension avec des fluctuations sinusoïdales et rectangulaires. Les résultats des tests sont présentés dans les tableaux B2 (a)(fluctuations sinusoïdales) et (b) (fluctuations rectangulaires).

Pour tous les points testés la valeur maximum de la sensation instantanée de flicker se situe autour de 1 avec une erreur largement inférieure au 8% tolérés. Les blocs 1 à 4 du flickermètre, implémentés sous Simulink, sont donc bien conformes à la norme CEI 61000-4-15. Le test de conformité du bloc 5 consiste à appliquer au flickermètre un signal de tension (dans le cas du réseau français 230V/50Hz) présentant des fluctuations rectangulaires d'amplitude et de fréquence (exprimée dans la norme en changement par minute : 1620 changements par minutes correspondent à une fréquence de 13.5Hz) données dans le tableau B3.

Les résultats de ce tests (tableau B4) montrent que le bloc 5 est aussi compatible avec la norme CEI 61000-4-15 puisque l'erreur observée dans le calcul du coefficient de flicker court terme P_{st} est inférieure à 3% de la valeur attendue dans tous les cas (erreur tolérée 5%).

Le flickermètre implémenté dans le modèle wave-to-wire est donc parfaitement compatible avec la norme CEI 61000-4-15, en plus d'être précis.

6.2. POURSUITE DES TRAVAUX EN COURS ET PERSPECTIVES

Fréquence (Hz)	Fluctuations de tension ($\Delta U/U$, %)	Fréquence (Hz)	Fluctuations de tension ($\Delta U/U$, %)
0,5	2,325	0,5	0,509
1	1,397	1	0,467
1,5	1,067	1,5	0,429
2	0,879	2	0,398
2,5	0,747	2,5	0,37
3	0,645	3	0,352
3,5	0,564	3,5	0,342
4	0,497	4	0,332
4,5	0,442	4,5	0,312
5	0,396	5	0,291
5,5	0,357	5,5	0,268
6	0,325	6	0,248
6,5	0,3	6,5	0,231
7	0,28	7	0,216
7,5	0,265	7,5	0,207
8	0,256	8	0,199
8,8	0,25	8,8	0,196
9,5	0,254	9,5	0,199
10	0,261	10	0,203
10,5	0,271	10,5	0,212
11	0,283	11	0,222
11,5	0,298	11,5	0,233
12	0,314	12	0,245
13	0,351	13	0,272
14	0,393	14	0,308
15	0,438	15	0,341
16	0,486	16	0,376
17	0,537	17	0,411
18	0,59	18	0,446
19	0,646	19	0,497
20	0,704	20	0,553
21	0,764	21	0,585
22	0,828	21,5	0,592
23	0,894	22	0,612
24	0,964	23	0,68
25	1,037	24	0,743
33,33	2,128	25	0,764

(a)

(a)

Tableau B1 : Fluctuations de tension relatives $\Delta U/U$ sinusoïdales (a) et rectangulaires (b) conduisant à une sensation instantanée du flicker, S, égale à l'unité pour une porteuse à 230V/50Hz

Fréquence (Hz)	Sensation instantanée flicker S	ins- de	Pourcentage d'erreur %	Fréquence (Hz)	Sensation instantanée flicker S	ins- de	Pourcentage d'erreur %
				0,5	0,986		1,4
				1,0	0,986		1,4
0,5	0,987		1,3	1,5	0,987		1,3
1,0	0,986		1,4	2,0	0,986		1,4
1,5	0,985		1,5	2,5	0,984		1,6
2,0	0,986		1,4	3,0	0,986		1,4
2,5	0,986		1,4	3,5	0,984		1,6
3,0	0,985		1,5	4,0	0,986		1,4
3,5	0,987		1,3	4,5	0,983		1,7
4,0	0,986		1,4	5,0	0,986		1,4
4,5	0,987		1,7	5,5	0,985		1,4
5,0	0,988		1,2	6,0	0,984		1,6
5,5	0,985		1,5	6,5	0,987		1,3
6,0	0,983		1,7	7,0	0,983		1,7
6,5	0,986		1,3	7,5	0,989		1,1
7,0	0,986		1,4	8,0	0,981		1,9
7,5	0,984		1,6	8,8	0,986		1,4
8,0	0,988		1,1	9,5	0,986		1,4
8,8	0,986		1,4	10,0	0,988		1,2
9,5	0,987		1,3	10,5	0,988		1,2
10,0	0,987		1,2	11,0	0,986		1,4
10,5	0,988		1,2	11,5	0,984		1,6
11,0	0,985		1,5	12,0	0,986		1,4
11,5	0,987		1,2	13,0	0,987		1,3
12,0	0,985		1,5	14,0	0,989		1,1
13,0	0,985		1,5	15,0	0,986		1,4
14,0	0,987		1,3	16,0	0,984		1,6
15,0	0,987		1,3	17,0	0,985		1,5
16,0	0,987		1,3	18,0	0,986		1,4
17,0	0,988		1,2	19,0	0,985		1,5
18,0	0,987		1,3	20,0	0,987		1,3
19,0	0,987		1,2	21,0	0,984		1,6
20,0	0,987		1,3	21,5	0,986		1,4
21,0	0,985		1,5	22,0	0,987		1,3
22,0	0,987		1,3	23,0	0,986		1,4
23,0	0,986		1,4	24,0	0,987		1,3
24,0	0,987		1,3	25,0	0,987		1,3
25,0	0,986		1,4	25,5	0,985		1,5
33,3	0,986		1,4	28,0	0,987		1,3
				30,5	0,985		1,4
				33,3	0,988		1,2

(a)

(a)

Tableau B2 : Résultats des blocks 1 à 4 aux tests de compatibilité (sensation instantanée de flicker S et pourcentage d'erreur par rapport à la valeur attendue) pour des fluctuations sinusoïdales (a) et rectangulaires (b)

Changements par minute (rectangulaire)	Fluctuations de tension ($\Delta U/U$, %)
1	2,715
2	2,191
7	1,45
39	0,894
110	0,722
1620	0,407
4000	2,343

Tableau B3 : Spécifications des paramètres pour le test du bloc 5 du flickermètre (fluctuations rectangulaires)

Changement par minute (rectangulaire)	P_{st}	Erreur par rapport à la valeur attendue (%)
1	1,02	-2,3
2	1,01	-0,6
7	0,99	1,2
39	0,99	1,2
110	0,99	1,3
1620	0,99	0,9
4000	0,99	0,7

Tableau B4 : Résultats du test de compatibilité du bloc 5 du flickermètre à la norme CEI 61000-4-15

Bibliographie

- [1] Bernard Multon, Alain Clément, Marie Ruellan, Julien Seigneurbieux, and Hamid Ben Ahmed. *Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines*, volume 1, chapter 7, pages pp.221–266. Hermès Publishing, 2006.
- [2] Aurélien Babarit, Jean-Marc Rousset, Hakim Mouslim, Judicael Aubry, Hamid Ben Ahmed, and Bernard Multon. La récupération de l'énergie de la houle, partie 1 : caractérisation de la ressource et bases de l'hydrodynamique. *revue 3EI*, 59 :17–25, December 2009.
- [3] Lionel Moskowitz. Estimates of the power spectrums for fully developed seas for wind speeds of 20 to 40 knots. *J. Geophys. Res.*, 69(24) :5161–5179, dec 1964.
- [4] Hasselmann Klaus, Barnett TP, Bouws E, Carlson H, Cartwright DE, Enke K, JA Ewing, Gienapp H, Hasselmann DE, Kruseman P, Meerburg A., Muller P., Olbers D.J., Richter K., W. Sell, and Walden H. Measurements of wind-wave growth and swell decay during the joint north sea wave project (jonswap). Technical report, TU Delft, 1973.
- [5] Fabrice Ardhuin, Rudy Magne, Nicolas Rascle, and Pierre Queffelec. Modélisation des vagues avec le code wavewatch iii : version 3.13-shom et prévimier, aspects multi-échelles et multi-disciplinaires. Rapport d'activité (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine, Brest, et Laboratoire d'Océanographie Spatiale, Ifremer, Plouzané), 2008.
- [6] K. GUNN and C. STOCK-WILLIAMS. Quantifying the global wave power resource. *Renewable Energy*, 44 :296 – 304, August 2012.
- [7] Arélien BABARIT and Hakim MOUSLIM. Récupération de l'énergie des vagues. *Techniques de l'Ingénieur*, 2013.
- [8] J. Falnes. Research and development in ocean-wave energy in norway,. In *Proceedings of international Symposium on Ocean Energy Development*, pages pp.27–39, 1993.
- [9] QU Belfast. Islay limpet wave power plant : Publishable report. Technical report, The Queen's University of Belfast, April 2002.
- [10] Pelamis wave power : Emec : European marine energy center. <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>. page consultée le 16/07/2015.
- [11] Ceto - wikipedia the free encyclopedia. <https://en.wikipedia.org/wiki/CETO/>. page consultée le 16/07/2015.
- [12] Ross Henderson. Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the pelamis wave energy converter. *Renewable Energy*, 31(2) :271–283, february 2006.
- [13] H. Polinder, B.C. Mecrow, A.G. Jack, P. Dickinson, and M.A. Mueller. Linear generators for direct-drive wave energy conversion. In *IEEE International Electric Machines*

- and Drives Conference, 2003*. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE), 2003.
- [14] H. Polinder, B.C. Mecrow, A.G. Jack, P.G. Dickinson, and M.A. Mueller. Conventional and tpm linear generators for direct-drive wave energy conversion. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 20(2) :260–267, jun 2005.
- [15] M.A. Mueller and N.J. Baker. Direct drive electrical power take-off for offshore marine energy converters. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A : Journal of Power and Energy*, 219(3) :223–234, 2005. cited By 29.
- [16] M.A. a b Mueller, H. a c Polinder, and N. d Baker. Current and novel electrical generator technology for wave energy converters. In *Proceedings of IEEE International Electric Machines and Drives Conference, IEMDC 2007*, volume 2, pages 1401–1406, 2007. cited By 14.
- [17] M.A. Mueller. Electrical generators for direct drive wave energy converters. *IEE Proc., Gener. Transm. Distrib.*, 149(4) :446, 2002.
- [18] ENTSO-E. *ENTSO-E. Network code on requirements for grid connection applicable to all generators (RfG)*, June 26th 2012.
- [19] Commission regulation (eu) 2016/631 of 14 april 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (text with eea relevance), April 27th, 2016.
- [20] Commission de Régulation de l’Energie. Appels d’offre - documents -cre. <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres>. dernier accès : 2017-09-30.
- [21] République Française. Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d’électricité d’une installation de production d’énergie électrique. *JORF*, vol. 0098, 2008. Version consolidée au 05 octobre 2017.
- [22] Enedis. Note externe enedis-noi-res 60e - principe et conditions de mise en oeuvre d’une régulation llocal de puissance réactive pour les installations de production raccordées au réseau public de distribution hta, mars 2017. Version 2.
- [23] Enedis. Note externe enedis-pro-res 05e - etude de l’impact sur la tenue thermique et sur le plan de tension des ouvrages en réseau pour le raccordement d’une production décentralisée en hta, Février 2017. Version 9.
- [24] CEI. Iec 61000-3-7 ed.2 : Electromagnetic compatibility (emc) part 3-7 : Assessment of emission limits for the connection of fluctuating load installations to mv, hv and ehv power systems, 2007.
- [25] Anne Blavette, Dara L. O’Sullivan, Antony W. Lewis, and Michael G. Egan. Impact of a wave farm on its local grid : Voltage limits, flicker level and power fluctuations. In *2012 Oceans - Yeosu*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), may 2012.
- [26] Wind farm transmission grid code provisions - a direction by the commission for energy regulation, report cer/04/237. Technical Report CER/04/237, Commission for Energy Regulation, 1st July July 2004.
- [27] Djamel Ikni. *Production d’énergie marine : Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé*. PhD thesis, Université du Havre, 2014.
- [28] A. H. Kasem, E. F. El-Saadany, H. H. El-Tamaly, and M. A. A. Wahab. Ramp rate control and voltage regulation for grid directly connected wind turbines. In *Power*

- and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pages 1–6, July 2008.
- [29] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, and L. Marroyo. Control strategies to use the minimum energy storage requirement for pv power ramp-rate control. *Solar Energy*, 111 :332 – 343, 2015.
- [30] Constantinos Sourkounis and Pavlos Tourou. Grid code requirements for wind power integration in europe. *Conference Papers in Energy*, 2013.
- [31] *Requirements for offshore grid connections in the E.ON Netz Network, E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany, April 2008.*
- [32] *Grid code-version 3.0, ESB National Grid, Ireland, September 2007.*
- [33] *Grid connection of wind turbines to networks with voltages below 100 kV, Regulation TF 3.2.6, Energinet, Denmark, May 2004.*
- [34] *Grid connection of wind turbines to networks with voltages above 100 kV, Regulation TF 3.2.5, Energinet, Denmark, December 2004.*
- [35] *Nordic grid code Nordel, January 2007.*
- [36] D. L. O’Sullivan, G. Dalton, and A. W. Lewis. Regulatory, technical and financial challenges in the grid connection of wave energy devices. *IET Renewable Power Generation*, 4(6) :555–567, November 2010.
- [37] S. H. Salter. World progress in wave energy—1988. *International Journal of Ambient Energy*, 10(1) :3–24, jan 1989.
- [38] M. Molinas, O. Skjervheim, B. Sørby, P. Andreasen, S. Lundberg, and T. Undeland. Power smoothing by aggregation of wave energy converters for minimizing electrical energy storage requirements. In *Proceedings of the 7th European Wave and Tidal Energy Conference*, page pages 3–8, 2007.
- [39] J. Tissandier, A. Babarit, and A.H. Clément. Study of the smoothing effect on the power production in an array of searev wave energy converters. In *18th International Offshore and Polar Engineering*, pages 374–381. International Society of Offshore and Polar Engineers, 2008.
- [40] A. Babarit, B. Borgarino, P. Ferrant, and A. Clement. Assessment of the influence of the distance between two wave energy converters on energy production. *IET Renewable Power Generation*, 4(6) :592–601, November 2010.
- [41] Donal B. Murray, M. G. Egan, J. G. Hayes, and D. L. O’Sullivan. Applications of supercapacitor energy storage for a wave energy converter system. In *Proceedings of the 8th European Wave and Tidal Energy Conference, Uppsala, Sweden, 2009*, 2009.
- [42] Cédric Abbezzot. *Système Inertiel de Stockage d’Energie couplé au générateur Photovoltaïque et piloté par un simulateur temps réel*. PhD thesis, Université de Corse - Pascal Paoli, 2014.
- [43] T. Yoshida, M. Sanada, S. Morimoto, and Y. Inoue. Study of flywheel energy storage system for power leveling of wave power generation system. In *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2012 15th International Conference on*, pages 1–5, Oct 2012.
- [44] Zanxiang Nie, Xi Xiao, Qing Kang, R. Aggarwal, Huiming Zhang, and Weijia Yuan. Smes-battery energy storage system for conditioning outputs from direct drive linear wave energy converters. *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, 23(3) :5000705–5000705, jun 2013.

-
- [45] Thibaut Kovaltchouk, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, Judicael Aubry, and Pascal Venet. Enhanced aging model for supercapacitors taking into account power cycling : Application to the sizing of an energy storage system in a direct wave energy converter. *IEEE Transactions on Industry Applications*, pages 1–10, 2014.
- [46] H. Hayashi, N. Yamamura, and M. Ishida. Power smoothing system using electric double layer capacitor. In *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2012 15th International Conference on*, pages 1–4, Oct 2012.
- [47] Zanxiang Nie, Xi Xiao, Hu Yi, and Qing Kang. Direct drive wave energy converters integrated with a composite energy storage system. In *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems*. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE), aug 2011.
- [48] Anne Blavette. *Grid integration of wave energy & generic modelling of ocean devices for power system studies*. PhD thesis, University College Cork, 2013.
- [49] A. W. Armstrong, S.; Lewis. Power quality analysis of a wave farm under different generator control strategies. In *Proceedings of the 11th European Wave and Tidal Energy Conference 6-11th Sept 2015, Nantes, France, 2015*.
- [50] Judicael Aubry. *Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs. Application au houlogénérateur SEAREV*. PhD thesis, Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2011.
- [51] Thibaut Kovaltchouk. *Contributions à la co-optimisation contrôle-dimensionnement sur cycle de vie sous contrainte réseau des houlogénérateurs directs*. Theses, École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, July 2015.
- [52] H. Clémot, F. Dupriez-Robin, A. Babarit, and T. Q. Tran. A wave-to-wire chain modeling and command for a direct drive wave energy converter. In *2017 Twelfth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, pages 1–8, April 2017.
- [53] H. Clémot, A. Babarit, F. Dupriez-Robin, and T. Q. Tran. Development of a wave-to-wire model to calculate flicker caused by wave energy converters and study power quality. In *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pages 1–6, June 2017.
- [54] E. Tedeschi and M. Santos-Mugica. Modeling and control of a wave energy farm including energy storage for power quality enhancement : the bimep case study. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3) :1489–1497, May 2014.
- [55] Markel Penalba and John V. Ringwood. A Review of Wave-to-Wire Models for Wave Energy Converters. *Energies*, 9(7) :506, June 2016.
- [56] C Josset, A Babarit, and A H Clément. A wave-to-wire model of the searev wave energy converter. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M : Journal of Engineering for the Maritime Environment*, 221(2) :81–93, January 2007.
- [57] P. Ricci, J. Lopez, M. Santos, P. Ruiz-Minguela, J. L. Villate, F. Salcedo, and A. F. d. Falcao. Control strategies for a wave energy converter connected to a hydraulic power take-off. *IET Renewable Power Generation*, 5(3) :234–244, May 2011.
- [58] M. Amundarain, M. Alberdi, A. J. Garrido, and I. Garrido. Modeling and simulation of wave energy generation plants : Output power control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1) :105–117, Jan 2011.
- [59] P. Igit, Z. Zhou, W. Knapp, J. Macenri, H. C. Sorensen, and E. Friis-Madsen. Multi-megawatt offshore wave energy converters - electrical system configuration and ge-

- nerator control strategy. *IET Renewable Power Generation*, 5(1) :10–17, January 2011.
- [60] P. B. Garcia-Rosa, J. P. V. S. Cunha, F. Lizarralde, S. F. Estefen, I. R. Machado, and E. H. Watanabe. Wave-to-wire model and energy storage analysis of an ocean wave energy hyperbaric converter. *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, 39(2) :386–397, April 2014.
- [61] Rico H. Hansen, Morten M. Kramer, and Enrique Vidal. Discrete displacement hydraulic power take-off system for the wavestar wave energy converter. *Energies*, 6(8) :4001, 2013.
- [62] E. Tedeschi, M. Carraro, M. Molinas, and P. Mattavelli. Effect of control strategies and power take-off efficiency on the power capture from sea waves. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(4) :1088–1098, Dec 2011.
- [63] F. Wu, X. P. Zhang, P. Ju, and M. J. H. Sterling. Modeling and control of aws-based wave energy conversion system integrated into power grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3) :1196–1204, Aug 2008.
- [64] J. Sjolte, G. Tjensvoll, and M. Molinas. All-electric wave energy converter array with energy storage and reactive power compensation for improved power quality. In *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 954–961, Sept 2012.
- [65] Anne Blavette, Dara L. O’Sullivan, Ray Alcorn, Antony W. Lewis, and Michael G. Egan. Impact of a medium-size wave farm on grids of different strength levels. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(2) :917 – 923, March 2014.
- [66] D. I. M. Forehand, A. E. Kiprakis, A. J. Nambiar, and A. R. Wallace. A fully coupled wave-to-wire model of an array of wave energy converters. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(1) :118–128, Jan 2016.
- [67] Laurent Teppoz. *Control design for a VSC-HVDC transmission system. Stability - Disturbances control*. Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, September 2005.
- [68] J. Cordonnier, F. Gorintin, A. De Cagny, A.H. Clément, and A. Babarit. Searev : Case study of the development of a wave energy converter. *Renewable Energy*, 80 :40–52, aug 2015.
- [69] Marie Ruellan. *Méthodologie de dimensionnement d’un système de récupération de l’énergie des vagues*. Theses, Ecole normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, Decembre 2007.
- [70] Aurélien Babarit. *Optimisation hydrodynamique et contrôle optimal d’un récupérateur d’énergie des vagues*. PhD thesis, Ecole Centrale de Nantes, 2005.
- [71] Aurélien Babarit, Alain H. Clément, and Jean-Christophe Gilloteaux. Optimization and time-domain simulation of the SEAREV wave energy converter. In *24th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering : Volume 2*. ASME, 2005.
- [72] Jonas Sjolte, Christian McLisky Sandvik, Elisabetta Tedeschi, and Marta Molinas. Exploring the potential for increased production from the wave energy converter lifesaver by reactive control. *Energies*, 6(8) :3706, 2013.
- [73] Z. Zhou, W. Knapp, J. MacEnri, H. C. Sorensen, E. Friis Madsen, I. Masters, and P. Iqic. Permanent magnet generator control and electrical system configuration for wave dragon mw wave energy take-off system. In *2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pages 1580–1585, June 2008.

-
- [74] T. Ahmed, K. Nishida, and M. Nakaoka. Grid power integration technologies for offshore ocean wave energy. In *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pages 2378–2385, Sept 2010.
- [75] T. Wildi and G. Sybille. *Electrotechnique*. Physique générale. De Boeck Supérieur, 2005.
- [76] Ned Mohan. *Advanced electric drives : analysis, control, and modeling using MATLAB/Simulink*. John wiley & sons, 2014.
- [77] W. Qiao, L. Qu, and R. G. Harley. Control of ipm synchronous generator for maximum wind power generation considering magnetic saturation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 45(3) :1095–1105, May 2009.
- [78] P.R.M. Brooking and M.A. Mueller. Power conditioning of the output from a linear vernier hybrid permanent magnet generator for use in direct drive wave energy converters. *IEE Proc., Gener. Transm. Distrib.*, 152(5) :673, 2005.
- [79] J. A. Baroudi, V. Dinavahi, and A. M. Knight. A review of power converter topologies for wind generators. In *IEEE International Conference on Electric Machines and Drives, 2005.*, pages 458–465, May 2005.
- [80] N. Mohan, T.M. Undeland, and W.P. Robbins. *Power Electronics : Converters, Applications, and Design*. John Wiley & Sons, Inc., New-York, 1995.
- [81] S. R. Sanders, J. M. Noworolski, X. Z. Liu, and G. C. Verghese. Generalized averaging method for power conversion circuits. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 6(2) :251–259, Apr 1991.
- [82] R. D. Middlebrook and S. Cuk. A general unified approach to modelling switching-converter power stages. In *Power Electronics Specialists Conference, 1976 IEEE*, pages 18–34, June 1976.
- [83] Asma Merdassi. *Outil d'aide à la modélisation moyenne de convertisseurs statiques pour la simulation de systèmes mécatroniques*. Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, October 2009.
- [84] Md Rabiul Islam, YG Guo, and JG Zhu. Power converters for wind turbines : current and future development. *Materials and processes for energy : communicating current research and technological developments. Energy Book Series-2013 edn. Spain*, pages 559–571, 2013.
- [85] J. Doval-Gandoy, C. Castro, and M. C. Martinez. Line input ac-to-dc conversion and filter capacitor design. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 39(4) :1169–1176, July 2003.
- [86] Christophe Gombert. *Simulation temps-réel des dispositifs d'Electronique de Puissance dédiés aux réseaux d'énergie électrique*. Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, September 2005.
- [87] S. Njaya Motapon, L. A. Dessaint, and K. Al-Haddad. A comparative study of energy management schemes for a fuel-cell hybrid emergency power system of more-electric aircraft. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(3) :1320–1334, March 2014.
- [88] Seddik Bacha, Iulian Munteanu, and Antoneta Iuliana Bratcu. *Power Electronic Converters Modeling and Control - with Case Studies*. Advanced Textbooks in Control and Signal Processing. Springer, September 2013.
- [89] M. Chinchilla, S. Arnaltes, and J. C. Burgos. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(1) :130–135, March 2006.

- [90] S. Morimoto, H. Nakayama, M. Sanada, and Y. Takeda. Sensorless output maximization control for variable-speed wind generation system using ipmsg. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(1) :60–67, Jan 2005.
- [91] Junji Tamura. Calculation method of losses and efficiency of wind generators. In *Wind Energy Conversion Systems*, pages 25–51. Springer London, 2012.
- [92] IEC. Iec 61400-21 part 21 : Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
- [93] CEI. Iec 61000-4-15 electromagnetic compatibility (emc) part 4 : Testing and measurement techniques section 15 : Flickermeter functional and design specifications, 2003.
- [94] A. Bertola, G.C. Lazaroïu, M. Roscia, and D. Zaninelli. A matlab-simulink flicker-meter model for power quality studies. In *2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power (IEEE Cat. No.04EX951)*. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE), 2004.
- [95] Jacques Courault, Guillaume De Preville, and Jean-Louis Sanhet. Fluctuations de tension et flicker Évaluation et atténuation (partie 1). *Techniques de l'ingénieur Problématiques communes des réseaux électriques : du fonctionnement au comptage*, base documentaire : TIB266DUO.(ref. article : d4315), 2001. fre.
- [96] D. OSullivan, D. Murray, J. Hayes, M. G., and A. W. The benefits of device level short term energy storage in ocean wave energy converters. In *Energy Storage in the Emerging Era of Smart Grids*. InTech, sep 2011.
- [97] R. A. Ibrahim, M. S. Hamad, Y. G. Dessouky, and B. W. Williams. A review on recent low voltage ride-through solutions for pmsg wind turbine. In *International Symposium on Power Electronics Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, pages 265–270, June 2012.
- [98] T. Kovaltchouk, H. Ben Ahmed, B. Multon, J. Aubry, and P. Venet. An aging-aware life cycle cost comparison between supercapacitors and li-ion batteries to smooth direct wave energy converter production. In *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pages 1–6, June 2015.
- [99] Changjie Yin, M. Sechilariu, and F. Locment. Diesel generator slow start-up compensation by supercapacitor for dc microgrid power balancing. In *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, pages 1–6, April 2016.
- [100] D. L. O' Sullivan and A. W. Lewis. Generator selection for offshore oscillating water column wave energy converters. In *2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference*, pages 1790–1797, Sept 2008.
- [101] Judicael Aubry, Paul Bydlowski, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, and Bruno Borgarino. Energy storage system sizing for smoothing power generation of direct-wave energy converters. In *Proc. of the 3rd International Conference on Ocean Energy (ICOE 2010)*, October 2010.
- [102] D. Linzen, S. Buller, E. Karden, and R. W. De Doncker. Analysis and evaluation of charge-balancing circuits on performance, reliability, and lifetime of supercapacitor systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5) :1135–1141, Sept 2005.
- [103] Georgios Karmiris and Tomas Tengner. Control method evaluation for battery energy storage system utilized in renewable smoothing. In *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, nov 2013.

-
- [104] Van-Linh Nguyen, Van-Linh. Nguyen, Seddik Bacha, and Ngoc-An Luu. Real-time control of electric vehicles to smooth the PV production fluctuations in a distribution network. In *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. IEEE, mar 2015.
- [105] Juan Martín Cabaleiro. *Etude du développement de la double couche électrique lors de la mise en écoulement d'un liquide diélectrique dans une conduite isolante*. PhD thesis, Université de Poitiers, 2007.
- [106] Farid Belhachemi. *Modelling and characterisation of electric double layer supercapacitors used in power electronics*. Theses, Institut National Polytechnique de Lorraine - INPL, December 2001.
- [107] O. Stern. Zur theorie der electrolytischen. *Z. Elektrochem.*, Vol. 30 :pp. 508–516, 1924.
- [108] Yann Dandeville. *Thermal and electrochemical analysis of carbone-MnO₂ supercapacitors in aqueous electrolyte*. Theses, Université de Nantes, May 2012.
- [109] Inc. Mathworks. Supercapacitor. Online <https://fr.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/supercapacitor.html>. Consulté : 2017-09-01.
- [110] W. Li, G. Joos, and C. Abbey. A parallel bidirectional dc/dc converter topology for energy storage systems in wind applications. In *2007 IEEE Industry Applications Annual Meeting*, pages 179–185, Sept 2007.
- [111] Eiko Krüger. *Développement d'algorithmes de gestion optimale des systèmes de stockage énergétique basés sur des modèles adaptatifs*. PhD thesis, Communauté Université Grenoble Alpes, 2016.
- [112] M. Gaboriault and A. Notman. A high efficiency, noninverting, buck-boost dc-dc converter. In *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04. Nineteenth Annual IEEE*, volume 3, pages 1411–1415 Vol.3, 2004.
- [113] F. Caricchi, F. Crescimbeni, F. G. Capponi, and L. Solero. Study of bi-directional buck-boost converter topologies for application in electrical vehicle motor drives. In *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1998. APEC '98. Conference Proceedings 1998., Thirteenth Annual*, volume 1, pages 287–293 vol.1, Feb 1998.
- [114] Robert W. Erickson. *Fundamentals of Power Electronics*. Springer US, 1997.
- [115] Thibaut Kovaltchouk, Anne Blavette, Hamid Ben Ahmed, Bernard Multon, and Judicael Aubry. Comparison between centralized and decentralized storage energy management for direct wave energy converter farm. In *2015 Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE), mar 2015.
- [116] Thibaut Kovaltchouk, Sara Armstrong, Anne Blavette, Hamid Ben Ahmed, and Bernard Multon. Wave farm flicker severity : Comparative analysis and solutions. *Renewable Energy*, 91(Supplement C) :32 – 39, 2016.
- [117] X. Guillaud, M. O. Faruque, A. Teninge, A. H. Hariri, L. Vanfretti, M. Paolone, V. Dinavahi, P. Mitra, G. Lauss, C. Dufour, P. Forsyth, A. K. Srivastava, K. Strunz, T. Strasser, and A. Davoudi. Applications of real-time simulation technologies in power and energy systems. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, 2(3) :103–115, Sept 2015.
- [118] Puissance +. *Manuel d'utilisation banc B00142 Amplificateur de puissance 4 quadrants 115V / 230V pour réseau industriel 3 x 15000 VA (ref MU-B00142-01)*.

- [119] M. Blanco, M. Lafoz, and L. G. Tabares. Laboratory tests of linear electric machines for wave energy applications with emulation of wave energy converters and sea waves. In *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, pages 1–10, Aug 2011.
- [120] Zhanxiang Nie, Xi Xiao, Richard McMahon, Peter Clifton, Yunxiang Wu, and Shiyi Shao. Emulation and control methods for direct drive linear wave energy converters. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 9(2) :790–798, 2013. cited By 6.
- [121] Chris Signorelli, Carlos Villegas, and John Ringwood. Hardware-in-the-loop simulation of a heaving wave energy converter. *Proceedings of the 9th European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC)*, September 2011.
- [122] Giovanni Bracco, Ermanno Giorcelli, Giuliana Mattiazzo, Vincenzo Orlando, and Mattia Raffero. Hardware-in-the-loop test rig for the ISWEC wave energy system. *Mechatronics*, 25 :11–17, feb 2015.
- [123] S. Armstrong, J. Rea, F.-X. Faÿ, and E. Robles. Lessons learned using electrical research test infrastructures to address the electrical challenges faced by ocean energy developers. *International Journal of Marine Energy*, 12(Supplement C) :46 – 62, 2015. Special Issue on Marine Renewables Infrastructure Network.
- [124] Abdallah Darkawi, Thibaut Kovaltchouk, Hamid Ben Ahmed, and Bernard Multon. Conception et mise en œuvre d’un emulateur de chaînes de conversion avec lissage : Applications aux houlogénérateurs directs. In *Symposium de Genie Electrique*, Grenoble, France, juin 2016.
- [125] H. Liu, F. Locment, and M. Sechilariu. Experimental analysis of impact of maximum power point tracking methods on energy efficiency for small-scale wind energy conversion system. *IET Renewable Power Generation*, 11(2) :389–397, 2017.
- [126] Gérard Delhommeau. Seakeeping codes aquadyn and aquaplus. In *Offshore Structures : 19th WEGEMT SCHOOL on Numerical Simulation of Hydrodynamics*, 1993.

Thèse de Doctorat

Hélène Clémot

Etude de l'intégration des systèmes houlomoteurs au réseau électrique

Développement d'un modèle « de la vague au réseau électrique »

Study of wave energy converters grid integration

Development of a wave-to-wire model

Résumé

La qualité de la puissance injectée au réseau électrique est une problématique importante pour le développement des énergies marines renouvelables, et en particulier de l'énergie des vagues, ou énergie houlomotrice. En effet, la puissance produite par les systèmes houlomoteurs à entraînement direct est très fluctuante (fluctuations de l'ordre de la seconde) à cause de la nature oscillante de la ressource.

Afin d'étudier l'impact de l'intégration de ces systèmes sur les réseaux électriques, un modèle permettant de représenter la chaîne depuis la vague jusqu'au réseau électrique a été développé.

Les simulations effectuées à l'aide de ce modèle pour différents types de réseau électrique et différents états de mer ont montré que la mise en place de solutions pour améliorer la qualité de la puissance produite était nécessaire.

Ainsi, l'effet du regroupement et de la dispersion spatiale des systèmes houlomoteurs sur la qualité de la puissance a été étudié. L'insertion d'un système de stockage dans la chaîne wave-to-wire afin de lisser la puissance a aussi été considérée.

Enfin, une partie du modèle a pu être validée à l'aide d'un banc de test Hardware-in-the-Loop comprenant un banc moteur, des armoires de puissance pour émuler électronique de puissance et le réseau électrique et un module de supercondensateurs.

Mots clés

Houlomoteur, stockage d'énergie électrique, gestion d'énergie, stratégies de régulation, réseau électrique, flicker, modèle wave-to-wire, Hardware in the Loop

Abstract

Power quality is an important issue for the development of marine renewable energies, in particular wave energy. Due to the oscillatory nature of the oceans waves, the wave energy converters output power profile can present fluctuations in the range of seconds.

The impact of these devices on the electric grid therefore needs to be investigated for wave farms to be connected to the grid. In order to emulate an operating direct drive wave energy converter, study power quality improvement and test different control strategies, a wave-to-wire model has been developed.

Simulations carried out with this model for different grid strengths and different levels of sea-state showed that it is necessary to foster solutions to improve power quality. Thus, the wave energy converters aggregating and dispersion effects on power quality have been investigated. As it does not seem sufficient to meet the grid codes requirements, another solution have been considered, consisting of the insertion of an energy storage system into the chain.

Finally, a part of the model has been validated using a hardware-in-the-Loop test bench including a motor bench, power modules to emulate the grid and power electronics' control and a super capacitors module.

Key Words

Wave energy converters, grid integration, energy storage systems, control strategies, energy management, Hardware-in-the-Loop, wave-to-wire model, flicker